Énergie, Mines et Ressources Canada
Energy, Mines and Resources Canada

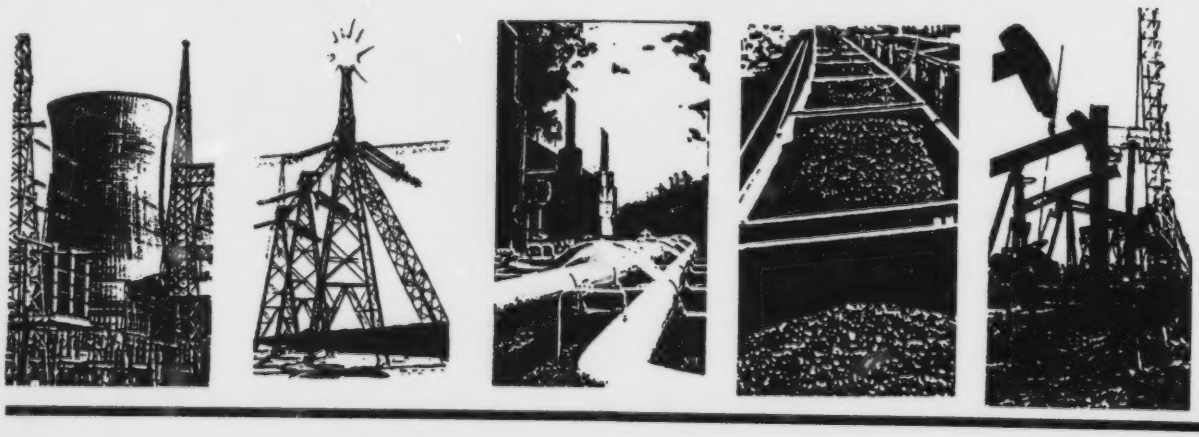
VISION 2020

1988 - 2020

Document de travail

préparé par

la Division de l'analyse énergétique et fiscale



ENERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA

Canada

VISION 2020

PERSPECTIVES ÉNERGÉTIQUES À LONG TERME DU CANADA

DOCUMENT DE TRAVAIL

PRÉPARÉ PAR

DIVISION DE L'ANALYSE ÉNERGÉTIQUE ET FISCALE

DIRECTION DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE

ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA

90-02374/

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS i

I. RÉSUMÉ 1

II. PRÉVISIONS DES PRIX MONDIAUX DU PÉTROLE 5

III. PRIX DE L'ÉNERGIE AU CANADA 11

IV. HYPOTHÈSES MACROÉCONOMIQUES 19

V. DEMANDE D'ÉNERGIE 25

VI. OFFRE ET ÉCHANGES COMMERCIAUX DE PÉTROLE 39

VII. CAPACITÉ D'OFFRE ET POTENTIEL D'EXPORTATION DU GAZ NATUREL 51

VIII. PUISSANCE ET ÉNERGIE ÉLECTRIQUES 57

IX. PRODUCTION ET ÉCHANGES COMMERCIAUX DE CHARBON 65

X. RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT 69

ANNEXE A : HYPOTHÈSES CONCERNANT L'OFFRE 73

ANNEXE B : TABLEAUX POUR LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE 77

ANNEXE C : TABLEAUX POUR LE SECOND SCÉNARIO 79

AVANT-PROPOS

La version de 1989 des perspectives énergétiques utilise à peu près la même approche que la version de 1988. Encore cette année, nous avons utilisé deux scénarios des prix mondiaux du pétrole : un scénario de référence où le prix du pétrole augmente de 18 $ US le baril à 25 $ US le baril en l'an 2000 et reste stable par la suite, et un second scénario où le prix du pétrole augmente de 15 $ US le baril à 20 $ US le baril en l'an 2005. Le second scénario suppose également un taux de croissance économique plus grand (de 15 %) que dans le scénario de référence.

Les résultats reposent sur le modèle IFSD (Inter-Fuel Substitution Demand) d'Énergie, Mines et Ressources Canada auquel est intégré le modèle UGENEX (Utility Generation Expansion) qui est lié à l'électricité. Pour que nos prévisions restent fiables, nous avons mis à jour notre base de données pour 1987, avons estimé de nouveau les équations sur les parts du marché et avons reformulé certaines équations de comportement.

En faisant nos prévisions sur l'offre de pétrole, nous avons tenu compte des renseignements disponibles sur la géologie, le génie et les aspects économiques de diverses sources de pétrole cadrant avec le modèle prévisionnel. L'OGSIM (Oil and Gas Supply Impact Model), un modèle qui relie les mouvements de trésorerie de l'industrie à l'investissement et, finalement, aux nouvelles réserves, a été utilisé pour garantir que l'offre anticipée pourra être atteinte avec les fonds que l'industrie peut investir.

La grande différence par rapport aux prévisions de l'an dernier, c'est que nos prévisions s'étendent maintenant jusqu'en 2020. Cela a été jugé souhaitable, étant donné qu'un long délai d'exécution est requis lorsqu'il faut planifier en fonction de facteurs comme les pipelines et les installations de production d'électricité. Cela s'imposait également pour déterminer si nos équilibres entre la demande et l'offre dureraient au-delà de l'an 2005, la dernière année couverte par les prévisions de l'an dernier.

Il va sans dire que nous sommes assez limités dans notre capacité de prédire, d'après un comportement historique, l'évolution de l'offre, de la demande et du prix de l'énergie 30 ans à l'avance. Il est certain que des changements dans les hypothèses technologiques sous-jacentes (qui peuvent être considérées relativement stables durant une période de 10 à 15 ans) pourraient modifier en profondeur certains des rapports de base de ces perspectives à long terme. Nous croyons quand même qu'il importe d'avoir des perspectives de base à long terme pour mieux comprendre les tendances inhérentes à notre aperçu jusqu'au tournant du siècle comme pour cerner, de façon précoce, les problèmes qui pourraient survenir à long terme.

Un de ces problèmes a trait aux répercussions de la production et de l'utilisation de l'énergie sur l'environnement. Nous en sommes encore à nos premières tentatives de définition de ce problème. En conséquence, les politiques et les programmes axés sur des objectifs environnementaux ne sont intégrés que de façon limitée (c.-à-d. dans le secteur de la

production d'électricité) dans nos perspectives. De façon générale, ces perspectives ne reflètent aucun changement majeur dans les politiques adoptées. Les prévisions visent plutôt à fournir un cadre qui permettrait d'évaluer l'incidence de politiques différentes.

Dans les chapitres II à IV du rapport, nous examinons les hypothèses à la base des prévisions. Dans le chapitre V, nous présentons une analyse de l'incidence des données prévisionnelles sur la demande d'énergie. Dans les chapitres VI à IX, nous jetons un coup d'oeil du côté de l'offre des perspectives énergétiques. Le dernier chapitre renferme un bref aperçu de la question environnementale. (Pour des données complètes, sous forme de tableaux, sur les prévisions découlant du scénario de référence et du second scénario, consultez les annexes).

Les opinions exprimées ou sous-entendues dans cette étude ne sont pas nécessairement celles du gouvernement ou du Ministère et il ne doit être tiré de ce document aucune conclusion quant à la situation actuelle ou future des politiques officielles ou des programmes.

"Vision 2020" a été rédigé sous la direction de mon précécesseur, Bill Jarvis. Une étude de cette envergure est, par définition, le produit d'un effort collectif. Parmi les nombreux artisans de l'étude, les personnes suivantes méritent une mention spéciale : Ram Sahi qui a supervisé et coordonné l'analyse, Michel Bérubé, André Bourbeau, Al Coombs, Wally Geekie, Sushama Gera, Hertsel Labib, Jai Persaud, Yvon Sabourin et Michel Théoret. Nous tenons également à remercier, pour leur précieuse contribution, la Direction du pétrole et du gaz naturel, la Direction de l'électricité, la Division du charbon, le Bureau des affaires environnementales et le Secteur des programmes de l'énergie du Ministère. La Division des systèmes de contrôle et d'information de notre direction a joué un rôle déterminant dans la présentation et la rédaction du document.

Les tableaux fournis en annexe donnent au lecteur un sous-ensemble des résultats de l'analyse. Les personnes désireuses d'obtenir d'autres détails peuvent s'adresser à la Division de l'analyse énergétique et fiscale dont les employés se feront un plaisir de répondre à toutes leurs questions.

Neil McIlveen
Directeur
Division de l'analyse énergétique et fiscale
Direction de l'analyse économique et financière
Téléphone : (613) 996-5237

Hiver 1990

(Also available in english)

I. RÉSUMÉ

Hypothèses

- Pour traduire l'incertitude qui entoure l'avenir des prix mondiaux du pétrole, nous avons utilisé deux scénarios pour étudier ces prix, un scénario de référence et un second scénario. Le scénario de référence suppose que les prix du pétrole vont augmenter de leur niveau actuel d'environ 18 $ US à 25 $ US le baril (en dollars de 1989) en l'an 2000 et qu'ils vont rester stables par la suite. Ce scénario suppose une forte croissance de la demande d'énergie, une certaine discipline chez les pays de l'OPEP et des volumes de production réduits, un ralentissement du développement chez les pays autres que ceux de l'OPEP et le maintien des politiques gouvernementales sur la consommation des produits pétroliers. Le second scénario où les prix du pétrole augmentent de 15 $ US à 20 $ US le baril en l'an 2005 suppose un ralentissement de la croissance de la demande de pétrole, un manque de discipline chez les pays de l'OPEP, une accélération du développement chez les pays autres que ceux de l'OPEP et, dans la plupart des pays, des politiques gouvernementales dynamiques pour limiter la consommation de pétrole.

- Pour le scénario de référence, nous supposons que les perspectives de croissance économique deviennent de plus en plus limitées à cause de la croissance de la population active, d'une compétition plus vive au plan international et du maintien des taux d'intérêt réels au-dessus de leurs niveaux antérieurs. Le produit intérieur brut (PIB) réel augmente, en moyenne, de 2,4 % durant la période à l'étude. Le second scénario suppose un taux de croissance économique de 2,8 % par année; c'est 15 % de plus que dans le cas du scénario de référence.

- Nos projections ne reflètent aucun changement majeur dans les politiques adoptées. Elles constituent plutôt un cadre permettant d'évaluer l'incidence de politiques et de programmes différents.

Prix

- Le degré de parité à Toronto entre le gaz naturel et le pétrole est fixé à 85 % dans le scénario de référence et à 96 % dans le second scénario.

- À cause d'une capacité de production excédentaire, les prix réels de l'électricité diminuent de 1,2 % par année jusqu'en 1995; il y a ensuite reprise de ces prix à mesure que cet excédent est consommé.

- Les prix du charbon restent constants durant toute la période à l'étude.

- La valeur du dollar canadien a été fixée à 0,80 $ US pour l'ensemble de la période à l'étude.

Demande

- Les données du scénario de référence montrent qu'en l'an 2020, la demande d'énergie secondaire sera plus élevée de 90 % qu'elle ne l'est aujourd'hui. Bien que la majeure partie de cette augmentation viendra de l'électricité, la consommation de pétrole devrait s'accroître de 66 % par rapport aux niveaux de 1988.

- L'intensité énergétique d'utilisation finale décroît de 0,3 % par année durant la période à l'étude.

- La part de l'électricité dans la demande d'énergie secondaire augmente de 23 % en 1988 à 30 % en l'an 2020.

- Les exportations nettes d'électricité augmentent de 58 % jusqu'en 2005 et restent relativement stables par la suite.

- La part du gaz naturel dans la demande totale d'énergie secondaire reste stable à 25 %, tandis que la part du pétrole diminue de 40 à 35 %, la majeure partie de cette diminution survenant durant les années 90.

- En l'an 2020, la demande d'énergie est plus élevée de 13 % dans le second scénario que dans le scénario de référence. La consommation d'énergie augmente dans tous les secteurs, mais de façon plus prononcée dans ceux qui dépendent du pétrole, comme les transports et le secteur industriel. Les données du second scénario montrent que l'effet de revenu est plus grand que l'effet de prix.

Offre

- En l'an 2020, l'offre de pétrole (2 millions de barils par jour) sera plus élevée de 20 % dans le scénario de référence par rapport au niveau de 1988. La majeure partie de cette hausse est attribuable à la mise en valeur des projets de sables bitumineux, des usines de pétrole synthétique et des régions pionnières. Malgré une augmentation de la production, le Canada devient un importateur net de pétrole en 2010 (ses importations atteignent 470 000 barils par jour en 2020).

- Dans le second scénario, l'offre de pétrole sera plus basse de 20 % en 2020 par rapport au niveau actuel. Le Canada devient un importateur net de pétrole en 1993 (ses importations atteignent 1 330 000 barils par jour en 2020).

- Dans les deux scénarios, il existe des stocks de gaz naturel suffisants pour répondre à la demande intérieure et à la demande d'exportation. Dans le scénario de référence, il existe un excédent de l'offre de plus de 500 milliards de pieds cubes. Dans le second scénario, des prix du gaz naturel relativement plus élevés que ceux du pétrole sont requis pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande.

- Dans le scénario de référence, les exportations de gaz naturel augmentent, par hypothèse, jusqu'à 2,1 trillions de pieds cubes en l'an 2000 (jusqu'à 1,7 trillion de pieds cubes dans le second scénario) et restent stables jusqu'en 2020.

- La capacité de production d'électricité du Canada devrait avoir doublé en 2020. La part de l'hydroélectricité devrait se situer à 50 % et celle de l'énergie nucléaire, à 20 % (comparativement à 56 et 12 %, respectivement, aujourd'hui).

II. PRÉVISIONS DES PRIX MONDIAUX DU PÉTROLE

1. Introduction

Tout effort de prévision doit être précédé par la formulation d'un ensemble d'hypothèses solides et logiques. Lorsqu'il s'agit de faire des prévisions sur l'offre et la demande d'énergie, les prix mondiaux du pétrole et la conjoncture macroéconomique viennent en tête de ces hypothèses. Tandis qu'un chapitre ultérieur abordera cette conjoncture, celui-ci décrit (et justifie) les scénarios du prix mondial du pétrole que nous avons décidé d'utiliser pour nos prévisions.

Depuis le premier choc du prix du pétrole en 1973, instabilité et incertitude ont été les grandes caractéristiques des prix mondiaux du pétrole. Bien que la situation soit assez stable depuis quelque temps et qu'elle devrait le rester encore pour les années à venir, un événement imprévu pourrait signifier une autre crise mondiale.

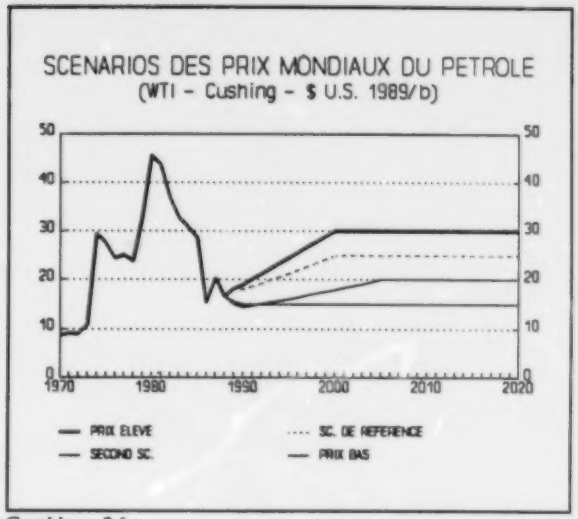
Il serait inapproprié de n'utiliser qu'un seul scénario des prix, étant donné l'incertitude persistante qui existe sur les marchés mondiaux du pétrole et le rôle clé que jouent les prévisions des prix dans le développement technique et la détermination des ressources disponibles. Nous avons donc utilisé deux scénarios reflétant chacun une vue différente de l'évolution de l'offre et de la demande. Le scénario de référence suppose que les hausses récentes de la demande pour le pétrole des pays de l'OPEP (à cause d'une forte croissance de la demande mondiale de pétrole) et la stagnation de la production chez les pays non-OPEP vont se poursuivre encore quelques années. À mesure que l'excédent de la capacité de production de la plupart des types d'énergie sera consommé dans les pays non-OPEP, les prix du pétrole devraient augmenter au moins jusqu'à 25 $ US le baril; ce prix représente le coût approximatif de la technologie d'appoint. Dans le second scénario, il est supposé que la stagnation actuelle de la production dans les pays non-OPEP et la vigueur de la demande mondiale de pétrole sont des aberrations. Les prix devraient diminuer à mesure que la demande de pétrole ira en diminuant et que la production reprendra dans les pays non-OPEP.

2. Deux scénarios

Il fut décidé de développer deux scénarios distincts de prix international du pétrole. De prime abord, il semblerait y avoir une gamme illimitée de prix futurs du pétrole. Mais, en fait, les mouvements de prix sont restreints à cause de circonstances anticipées et actuelles.

Dans le graphique 2.1, nous présentons les limites supérieure et inférieure (30 $ US le baril et 15 $ US le baril, en dollars de 1989) entre lesquelles devraient se situer les prix du pétrole.

Sous le niveau de 15 $ US le baril, la demande devrait s'accroître de façon régulière et les stocks des pays non-OPEP devraient diminuer. Au-dessus du niveau de 30 $ US le baril, c'est le contraire qui devrait se produire. En conséquence, les forces du marché devraient, à long terme, garder d'emblée les prix mondiaux du pétrole à l'intérieur de ces limites.



Graphique 2.1

Dans le scénario de référence, nous supposons que le prix mondial réel du pétrole se situera à 18 $ US le baril en 1990, qu'il augmentera régulièrement à un taux annuel légèrement inférieur à 3,5 % pour atteindre 25 $ US le baril en l'an 2000 et qu'il restera stable par la suite. Dans le second scénario, nous supposons que le prix mondial réel du pétrole se situera aux alentours de 15 $ US le baril en 1990, qu'il augmentera à un taux annuel d'environ 1 % pour atteindre 20 $ US en 2005 et qu'il restera stable par la suite (voir le tableau 2.1).

Tableau 2.1

PRIX RÉEL DU WEST TEXAS INTERMEDIATE
($US 1989/b)

	Hist. 1988	Prévu 1990	1995	2000	2005	2020
Sc. de référence	16.62	18.00	21.21	25.00	25.00	25.00
Second scénario	16.62	14.40	16.08	17.94	20.00	20.00

(Taux de croisance annuel moyen en %)

	1988-95	1995-00	2000-05	2000-20
Sc. de référence	3.5	3.3	0.0	0.0
Second scénario	-0.5	2.2	2.2	0.0

Scénario de référence

Voici les principales caractéristiques du scénario de référence :

- forte croissance économique mondiale et forte croissance de la demande de pétrole;
- discipline chez les pays de l'OPEP - production limitée (26 millions b/j en 2000);
- ralentissement de l'exploitation des ressources chez les pays autres que les pays de l'OPEP;
- réduction des exportations de pétrole des économies à planification centrale (EPC);
- aucun obstacle environnemental grave à l'utilisation des produits pétroliers;
- légère modification des taxes sur les produits pétroliers.

L'importance des ressources pétrolières dans le monde restera un facteur clé contrôlant le niveau des prix du pétrole. D'après les dernières estimations d'EMR, les réserves mondiales de pétrole brut classique se situeraient aux alentours de 2 trillions de barils (tableau 2.2). Ces estimations, qu'on dit conservatrices, représentent des approvisionnements de près de 100 ans, compte tenu des niveaux de production de 1988. En ajoutant les ressources non classiques, comme les sables bitumineux, l'huile de schiste et la récupération assistée du pétrole, un volume additionnel de 1 à 1,5 trillion de barils vient s'ajouter aux réserves mondiales (de 45 à 70 ans d'approvisionnement).

Tableau 2.2

SOURCES DES COMBUSTIBLES LIQUIDES

Source:		Prix en $US de 1987 le baril	Milliards de barils	Années[1] d'approvisionnement
Réserves connues:	Moyen-Orient	1-5	667	33
	Reste du monde	5-12	335	15
Rés. add. classiques:	Moyen-Orient	3-7	100-200	5-9
Rés. add. classiques: (excluant les EPC)	Reste du monde	12-20	200-300	9-14
Rés. add.: les EPC		12-20	100-200	5-9
Rés. marines profondes/régions pionnières		15-30	200-300	9-14
TOTAL DES RÉSERVES CLASSIQUES			1600-2000	76-94
Sables bitumineux:	Canada	15-35	300-500	14-23
	Orinoco	"	150-250	7-11
Récupération assistée		15-45	300-500	14-23
Huile de schiste:	Technologie actuelle	30-50	100	5
	Haute technologie	40-50	100-200	5-9
Gaz naturel >>> Essence		25-30	?	?
Charbon >>> Essence		30-50	?	?

1. Nombre d'années d'approvisionnement du monde entier à 60 millions de barils par jour ou 22 milliards de barils par année.

À cause de l'ampleur de ces réserves mondiales de pétrole, les pays de l'OPEP pourraient juger contraire à leurs intérêts de faire monter les prix du pétrole à un point tel que cela favoriserait de grandes activités d'exploration et d'exploitation pétrolières à l'extérieur des pays de l'OPEP, de même que le remplacement du pétrole par d'autres combustibles. En conséquence, il est supposé qu'un taux de croissance réelle un peu plus élevé que 3 % par année à long terme (résultant en un prix réel du pétrole d'environ 25 $ US) permettrait à l'OPEP de garantir des recettes adéquates à ses pays membres sans déclencher, à l'extérieur des pays de l'OPEP, un accroissement de la production qui mettrait en péril la forte influence que l'OPEP exerce sur les marchés mondiaux du pétrole.

Du moins à moyen terme, il est supposé que les exportations de pétrole des EPC demeureront à peu près aux mêmes niveaux qu'actuellement. Elles ne constituent donc pas une menace pour la stabilité du prix du pétrole. Bien que le ratio des réserves à la production (R/P) de l'Union soviétique n'ait cessé de diminuer (pour atteindre actuellement le niveau d'environ 12 ans), la priorité accordée ces derniers temps à l'exploitation des réserves de pétrole devrait permettre aux Soviétiques de maintenir leurs niveaux de production. En outre, les réserves de gaz naturel de l'URSS sont les plus importantes du monde. Cela lui permettra de remplacer le pétrole par le gaz chez elle et, partant, d'exporter une plus grande quantité de pétrole.

Le taux de croissance réelle du prix du pétrole envisagé dans ce scénario de référence cadre avec la forte croissance de la demande mondiale de pétrole des dernières années, croissance qui devrait se poursuivre à moyen terme. Il est également supposé qu'aucune percée technologique majeure ou amélioration de l'efficacité de production ne viendra, du moins à moyen terme, contrer la trajectoire projetée de la demande de pétrole.

À long terme, la situation est légèrement différente. Il est supposé qu'entre 2005 et 2020, le prix réel du pétrole restera stable. À ce moment-là, la croissance démographique et économique aura ralenti dans les pays occidentaux; il y aura donc ralentissement du taux de croissance de la demande de pétrole. Il est également supposé que les pays de l'extérieur de l'OPEP vont augmenter leur production de pétrole non classique. (En effet, il est supposé qu'une production d'appoint est utilisée pour empêcher les prix de s'accroître.) Ces deux effets, le premier au niveau de la demande et l'autre au niveau de l'offre, devraient limiter la croissance des prix du pétrole.

À compter des années 90, mais davantage durant les années qui suivront, de nombreux pays importateurs de pétrole devraient prendre des mesures pour limiter la croissance de leur demande de pétrole. Des politiques permettant de réduire la croissance de la demande de pétrole pourraient être adoptées par souci de protection de l'environnement ou comme solution au coût élevé des importations de pétrole. Voilà une raison de plus d'empêcher les prix de varier après l'an 2000.

Second scénario

Les facteurs suivants ont une certaine incidence dans le second scénario :

- faible croissance économique mondiale et faible croissance de la demande de pétrole;
- stratégie de forte production (environ 32 millions b/j en 2000) de l'OPEP pour satisfaire les désirs des pays membres et pour dissuader les pays non-OPEP d'exploiter leurs ressources;
- grâce à une technologie améliorée, exploitation importante des ressources à l'extérieur des pays de l'OPEP, combinée aux exportations stables ou à la hausse des EPC;
- politiques dynamiques visant à réduire la demande de pétrole dans les pays consommant beaucoup de pétrole;
- mesures sévères de protection de l'environnement.

Deux facteurs importants distinguent l'évolution des prix mondiaux du pétrole dans le second scénario par rapport au scénario de référence. Tout d'abord, il est supposé, dans le second scénario, que l'OPEP désire accroître, à long terme, sa part du marché mondial du pétrole en dissuadant les pays non-OPEP d'exploiter leurs ressources pétrolières. Pour atteindre cet objectif, l'OPEP hausse son niveau de production; cela a pour effet de ralentir la croissance des prix. (D'après une étude[1] d'EMR, les intérêts à long terme des pays de l'OPEP qui ont des réserves importantes et une petite population sont mieux servis par une baisse des prix et une hausse des niveaux de production.) Deuxièmement, il est supposé que les pays consommateurs de pétrole, surtout ceux de l'Occident, vont adopter des mesures pour réduire davantage la demande de pétrole que ce n'est le cas dans le scénario de référence.

3. Conclusion

C'est pour plusieurs raisons que les deux scénarios des prix décrits plus haut ont été choisis pour examiner la demande et l'offre d'énergie au Canada. Les cas limites du graphique 2.1 reçoivent des probabilités beaucoup plus faibles. Les scénarios sélectionnés reposent sur une évolution régulière des prix dans le temps. Il est probable que les prix mondiaux du pétrole vont varier considérablement durant une année, durant les cycles commerciaux ou même durant des périodes plus longues, comme les cycles d'investissement. Toutefois, l'arrivée et l'ampleur de ces fluctuations sont imprévisibles et, dans la plupart des cas de planification à long terme, des extrapolations sans à-coups sont probablement plus utiles qu'une instabilité arbitraire.

[1] A. Coombs et R. Sahi, "The World Oil Market and Views on World Oil Prices", EMR, février 1988.

III. PRIX DE L'ÉNERGIE AU CANADA

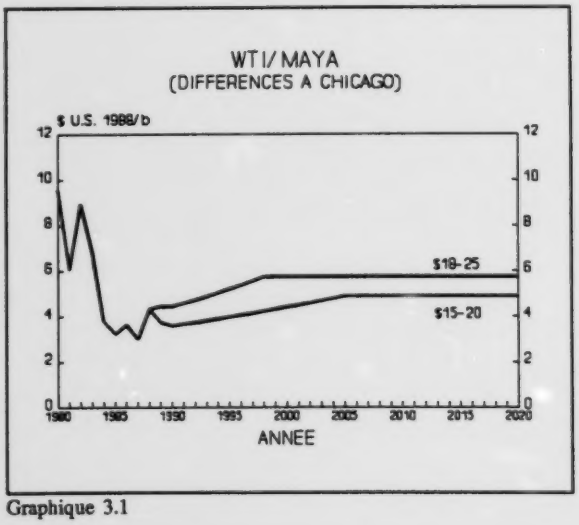
1. Prix du pétrole brut

Depuis la déréglementation du marché du pétrole au Canada en juin 1985 (aux termes de l'Accord de l'Ouest), les contrats de vente de pétrole d'origine canadienne ou étrangère ne sont plus soumis à des restrictions de volume et les prix font l'objet de négociations entre l'acheteur et le vendeur. Étant donné que le Canada occupe une place modeste sur le marché international, les prix au Canada sont déterminés par l'offre et la demande mondiales. En conséquence, le prix canadien est égal au prix mondial, rajusté pour les frais de transport, la qualité et le taux de change.

La majeure partie des exportations de brut canadien vers les États-Unis - plus de 65 % des exportations totales - est destinée aux marchés du Minnesota et de Chicago. Les prix d'exportation du brut canadien devraient donc être concurrentiels, sur ces marchés, avec le pétrole West Texas Intermediate (WTI).

À cause de l'importance de plus en plus grande du pétrole de la mer du Nord dans les importations du Canada, le prix du brut Brent est tout désigné pour être le prix de référence pour les importations canadiennes. Le prix du brut importé à Montréal devrait suivre le prix du brut Brent de la mer du Nord, rajusté pour les frais de transport, le taux de change et la qualité.

Dans le modèle IFSD, le prix affiché par les raffineurs régionaux s'accroît au même rythme que les prix mondiaux, avec de légères variations selon la région et la qualité. Les tarifs d'utilisation des pipelines devraient augmenter d'un taux égal à la moitié du taux d'inflation. Pour nos prévisions des prix des produits pétroliers, nous avons ajouté au prix du brut affiché par les raffineurs (rajusté pour la quantité consommée par le producteur) une marge pour les frais de raffinage, de distribution et de mise en marché, de même que les taxes applicables à chaque produit pétrolier. Les marges sont indexées d'après le taux de croissance de l'indice général des prix. Les taxes sur les produits pétroliers ont été ajustées pour prendre en considération les derniers changements contenus dans le budget fédéral d'avril 1989.



Graphique 3.1

2. Différences entre les prix du pétrole

Pour l'analyse des investissements qui pourraient être faits au Canada dans le domaine du raffinage ou du traitement du pétrole brut lourd et du bitume, les différences de prix entre le brut léger et le brut lourd revêtent une importance cruciale. Pour les fins de nos prévisions, nous croyons que les différences de prix entre les mélanges légers (38 degrés API) et les mélanges lourds (22 degrés API) à Edmonton seront limitées par les coûts d'aménagement de nouvelles installations de valorisation. Mais, à court et à moyen terme, on s'attend à ce que la différence, comme le montre le graphique 3.1, augmente de son niveau actuel de 4 $ US le baril à près de 6 $ US le baril (en dollars de 1989). Au-dessus de cette valeur, les raffineurs, tout spécialement ceux des États-Unis, trouveraient avantageux d'investir dans des installations de valorisation; cela empêcherait les différences de se creuser davantage, sauf pour de courtes périodes.

3. Prix du gaz naturel

Aperçu

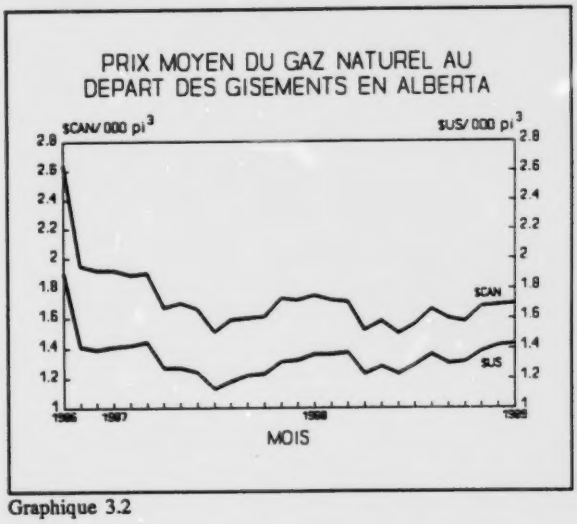
La déréglementation des marchés canadien et américain du gaz naturel est survenue durant une période d'offre excédentaire et de baisse des prix mondiaux du pétrole. Cela a résulté en une diminution rapide du prix du gaz sur le marché nord-américain et en une concurrence vive entre les divers agents de mise en marché du gaz et avec d'autres sources d'énergie.

La baisse des prix du gaz naturel a nui à l'exploration et a stimulé la demande. En conséquence, le surplus gazier semble en voie de disparaître. Les prix devraient rester stables à court terme à cause des contrats signés antérieurement. À moyen et long terme, les prix du gaz devraient augmenter à mesure que la demande montera aux États-Unis et que l'offre sera limitée à cause d'une pénurie de travaux d'exploration.

Réglementation du marché canadien

En octobre 1985, le gouvernement fédéral et les provinces productrices signaient l'Entente sur les marchés et les prix du gaz naturel. Cette entente atténuait le contrôle exercé sur les exportations et introduisait, à compter du 1er novembre 1986, un processus de déréglementation des prix du gaz naturel au Canada. Le Canada est donc passé d'un système où les prix étaient fixés par l'État à un système où les prix étaient avant tout déterminés par les forces du marché, à la fois pour le gaz vendu au Canada et à l'étranger. Cette transition a nécessité des changements dans les structures de mise en marché au niveau interprovincial.

Cette déréglementation a incité un grand nombre de producteurs à accéder au marché; la concurrence par les prix est alors devenue plus vive. En Alberta, le prix moyen au départ des gisements a diminué de 2,64 $ le millier de pieds cubes en novembre 1986 à une moyenne annuelle de 1,71 $ le millier de pieds cubes en 1987 et de 1,63 $ le millier de pieds cubes en 1988; cela représentait une baisse totale de 38 %. L'augmentation rapide du nombre de ventes directes est en partie responsable de la baisse prononcée des prix au début de l'entrée en vigueur du processus de déréglementation. Que cette baisse du prix (au départ des gisements en Alberta) se soit poursuivie était avant tout dû à l'appréciation du dollar canadien, étant donné que ce prix, en dollars US, était relativement stable durant cette période (voir le graphique 3.2).



Graphique 3.2

Bien que la déréglementation soit entrée en vigueur en novembre 1986, la concurrence n'est pas encore parfaite sur le marché canadien du gaz naturel qui connaît des difficultés de transition.

En mars 1988, le gouvernement de l'Alberta annonçait sa nouvelle politique de mise en marché du gaz naturel. En vertu de cette politique, tous les consommateurs de gaz naturel auraient accès à des ventes directes, mais les consommateurs s'en servant pour le chauffage (le marché de base) devraient signer des contrats à long terme (de 10 à 15 ans) pour être sûrs que leurs approvisionnements seraient garantis. En outre, pour avoir accès aux ventes directes, les consommateurs devraient commander au moins 35 000 GJ par année, une quantité relativement grande pour de petits consommateurs. L'introduction du nouveau système de redevances en Alberta a également rendu la concurrence moins vive sur le marché du gaz naturel.

Détermination des prix du gaz naturel

Comme nous l'avons dit, la politique de déréglementation visait à améliorer la concurrence. Sur un marché concurrentiel, deux tendances apparaissent. Premièrement, le prix du marché tend à suivre le prix de la dernière unité de produit vendue. Au Canada, ce prix peut être considéré comme étant le prix des achats directs des services publics et des industries qui sont de grandes consommatrices. Deuxièmement, le prix du marché reflète le prix du meilleur et du plus commode produit de remplacement; cela signifie que les forces du marché auront tendance à rendre identiques les prix de ces deux produits (rajustés pour leur rendement énergétique). Dans le cas des grandes industries consommatrices, le mazout lourd est le principal produit de remplacement du gaz naturel (la plupart de ces industries possèdent

l'équipement qui leur permet de passer rapidement du gaz naturel au mazout lourd et vice versa). Dans ces circonstances, il est raisonnable de s'attendre à ce que la concurrence entre le gaz naturel et le mazout lourd dans le secteur industriel détermine le prix du marché du gaz naturel dans le scénario de référence. Dans le second scénario, cependant, il est supposé que l'offre de gaz n'augmente pas suffisamment pour répondre à la demande. Le gaz cessera donc graduellement d'être utilisé sur les marchés où son prix est le plus bas et ce prix va augmenter par rapport à ceux des produits de remplacement. Dans le second scénario, il est supposé que la demande de gaz va continuer d'augmenter aux États-Unis, à cause des mesures de protection de l'environnement. En conséquence, pour le scénario de référence, le prix de vente directe du gaz naturel est fixé à environ 100 % de parité avec le mazout lourd au brûleur et à 120 % pour le second scénario.

Malgré la déréglementation, les prix de gros du gaz naturel (son prix moins la marge bénéficiaire pour la distribution) continuent de varier selon les catégories. Si la politique de déréglementation atteignait tous ses objectifs, ces prix seraient les mêmes pour tous les consommateurs, sauf pour les différences attribuables aux facteurs de charge et à la durée et à la nature des contrats. Mais, pour cela, il faudrait que les vendeurs de gaz naturel se fassent autant la lutte entre eux qu'avec des produits de remplacement, de même qu'un pouvoir de négocier égal pour toutes les catégories d'acheteurs. Toutefois, comme nous le verrons plus bas, puisque ces conditions n'ont pas été remplies, de bonnes différences de prix devraient subsister sur le marché du gaz naturel, surtout à court et moyen terme.

- Pour ce qui est du secteur industriel, le prix de vente de société du gaz naturel devrait rester plus élevé que le prix de vente directe, étant donné que les ventes de société comprennent des services comme le stockage, des bilans de l'offre et de la demande, et l'approvisionnement garanti en période de pointe que doit tous refléter le prix.

- Les consommateurs du marché de base devraient continuer de payer un prix de gros relativement plus élevé que les industries consommatrices, étant donné qu'ils n'ont accès qu'à des sources d'énergie de remplacement plus coûteuses (comme le mazout et l'électricité) et qu'il leur est moins possible de passer d'une source d'énergie à une autre.

- Les prix d'exportation devraient dépasser les prix moyens au Canada à mesure que les gazoducs deviendront plus accessibles et que l'excédent de gaz diminuera aux États-Unis.

En résumé, les prix du gaz naturel dépendent de l'hypothèse d'une parité sectorielle à Toronto entre le gaz et le pétrole. Nous avons également tenu compte du morcellement du marché. En conséquence, durant la majeure partie de la période à l'étude, la parité entre le prix moyen de vente en gros du gaz naturel et le prix payé par la raffinerie à Toronto pour le pétrole brut se situera, en moyenne, à 85 % et à 95 % dans le scénario de référence et dans le second scénario, respectivement.

4. Prix de l'électricité

Dans les deux scénarios, les prix de l'électricité devraient augmenter moins rapidement que les prix du pétrole et du gaz durant la période à l'étude. Compte tenu de la capacité excédentaire actuelle, le taux d'accroissement des prix de l'électricité devrait être inférieur au taux d'inflation (4 %) jusqu'en 1995. Par la suite, ils devraient augmenter plus rapidement à cause de la nécessité de financer la construction de nouvelles installations.

Comme le montre le tableau 3.1, les prix d'utilisation finale de l'électricité en Ontario et au Québec augmentent généralement plus lentement, du moins dans le scénario de référence, que les prix d'utilisation finale des produits pétroliers et du gaz naturel. Les données montrent également que les prix de l'électricité augmentent plus lentement durant les premières années de la période à l'étude. Par exemple, en Ontario[2], le taux de croissance serait de 1,9 % (scénario de référence) ou de 1,4 % (second scénario) entre 1988 et 1995, comparativement à 5,8 % ou 5,9 %, respectivement, entre 1995 et 2005. Les données pour le Québec montrent également une croissance des prix moins élevée avant 1995, mais à un degré moindre. Après 2005, toutefois, les prix de l'électricité augmentent à peu près au même rythme que les prix du gaz naturel.

Tableau 3.1

PRIX D'UTILISATION FINALE PAR COMBUSTIBLE
Taux de croissance annuels moyens des prix nominaux
(en pourcentage)

	Electricité			Gaz naturel			Produits pétroliers		
	1988-95	1995-05	2005-20	1988-95	1995-05	2005-20	1988-95	1995-05	2005-20
Sc. de référence									
Ontario									
Secteur résidentiel	1.9	5.8	4.0	5.2	5.3	4.0	5.4	4.9	4.0
Secteur industriel	1.9	5.8	4.0	5.0	6.0	4.0	7.5	6.0	4.0
Québec									
Secteur résidentiel	3.6	4.1	3.5	4.9	5.0	4.0	5.6	4.9	4.0
Secteur industriel	3.6	4.1	3.5	2.8	5.8	4.0	8.2	5.9	4.0
Second scénario									
Ontario									
Secteur résidentiel	1.4	5.9	3.9	4.4	5.1	4.0	3.5	5.0	4.0
Secteur industriel	1.4	5.9	3.9	2.8	6.5	4.0	3.5	6.4	4.0
Québec									
Secteur résidentiel	3.8	4.3	3.7	4.9	4.9	4.0	3.6	5.0	4.0
Secteur industriel	3.8	4.3	3.7	2.8	6.3	4.0	3.6	6.5	4.0

[2] Hydro-Ontario et d'autres services publics du Canada pourraient décider de hausser leurs prix selon le taux d'inflation pour uniformiser les hausses à venir des prix et pour améliorer leur ratio d'endettement.

5. Prix du charbon

La majeure partie du charbon produit au Canada et écoulé sur le marché canadien est utilisée dans les centrales thermiques pour produire de l'électricité. L'Alberta, la Saskatchewan et la Nouvelle-Écosse sont en mesure de satisfaire leurs propres besoins en charbon, mais l'Ontario importe presque tout son charbon des États-Unis (les frais de transport représentant près de 50 % du coût du charbon qui alimente les centrales thermiques, la proximité des sources américaines d'approvisionnement rend ce charbon moins coûteux pour l'Ontario).

À long terme, le prix du charbon canadien destiné aux centrales thermiques ne devrait pas croître plus rapidement que l'inflation, étant donné que la plupart des mines de charbon appartient à des services publics. Le prix du charbon américain devrait lui aussi rester relativement bas à cause des surplus de charbon sur les marchés mondiaux. Le taux de change va avoir un effet déterminant sur le prix futur du charbon canadien parce que les contrats sont libellés en dollars US. En 1988, par exemple, la hausse du prix mondial a été annulée en partie par l'appréciation du dollar canadien.

Bien que la majeure partie du charbon cokéfiant produit au Canada soit exportée, le secteur de la métallurgie est encore le second consommateur de charbon en importance au Canada. Étant donné que les acieries se trouvent presque toutes en Ontario, le Canada importe la quasi totalité de son charbon cokéfiant. Les prix du charbon cokéfiant devraient eux aussi rester relativement bas aux États-Unis, étant donné la faible croissance attendue sur le marché de l'acier et une forte concurrence internationale.

Bref, dans les deux scénarios, les prix à long terme du charbon devraient donc s'accroître au même rythme que le taux d'inflation.

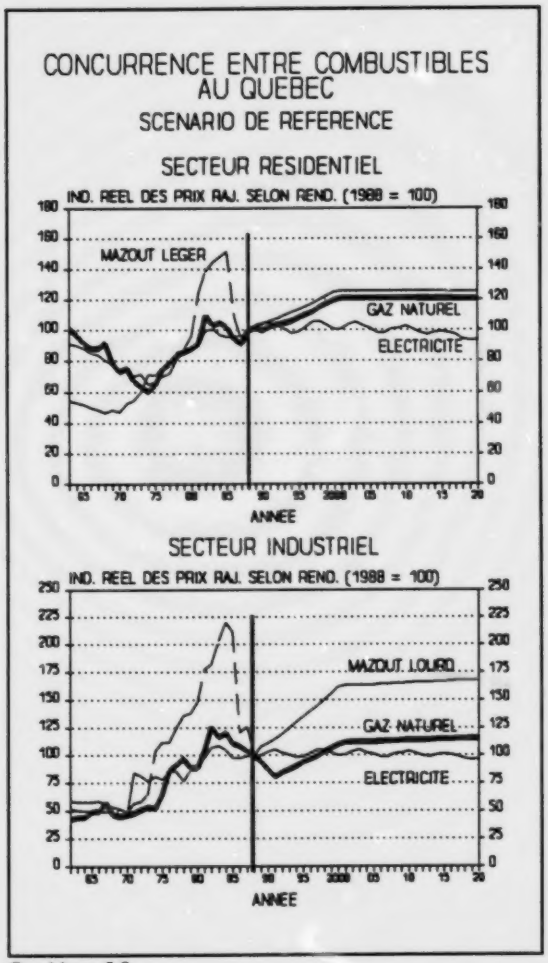
6. Concurrence entre les combustibles

Les prix de l'énergie pour les divers secteurs d'utilisation finale (c.-à-d. les prix au brûleur) varient beaucoup entre les régions et à l'intérieur de chaque région. Le graphique 3.3 renferme les prix au brûleur (en dollars réels de 1981), par secteur, au Québec et en Ontario pour le scénario de référence. (L'Ontario et le Québec sont utilisés comme exemples à cause de la grande quantité d'énergie qui y est consommée et de la concurrence vive entre les combustibles sur ces marchés). Ces prix ont été établis en fonction du rendement énergétique relatif des combustibles[3]. Pour le secteur industriel, les prix de l'électricité reposent sur une

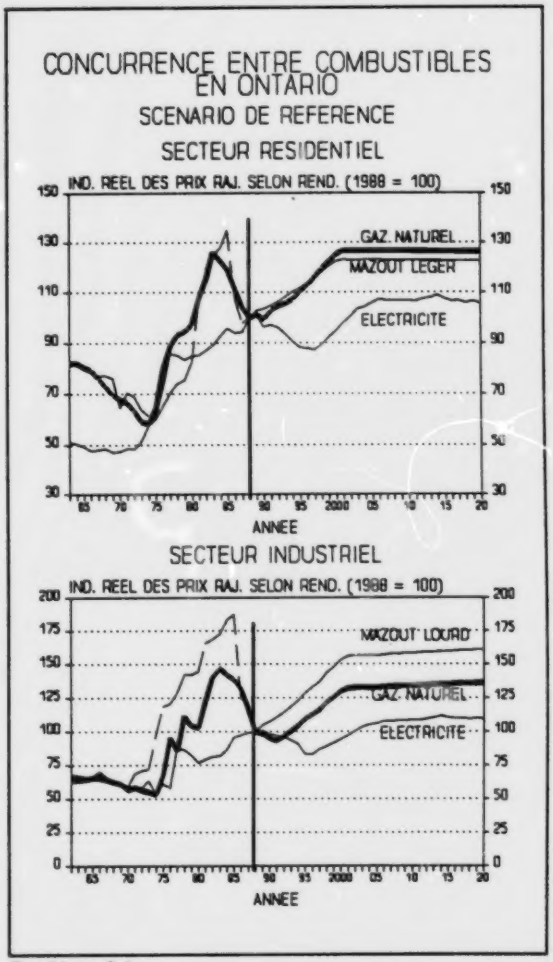
[3] Voici les hypothèses du rendement énergétique utilisées dans nos prévisions: pour le secteur résidentiel, 65 % pour le mazout et le gaz naturel; pour le secteur commercial, 70 %, 72 % et 68 %, respectivement, pour le mazout, le mazout lourd et le gaz naturel; et, pour le secteur industriel, les coefficients sont de 87 % et de 85 % pour le mazout lourd et le gaz naturel. Pour l'électricité, le rendement énergétique est fixé à 100 % pour tous les secteurs.

charge mensuelle de 2,5 GWh et ne sont pas représentatifs de l'ensemble des utilisations industrielles, sauf par rapport aux changements qui surviennent avec le temps.

Dans chacune des régions, le prix de l'électricité diminue par rapport à ceux du gaz naturel et du mazout. Dans le secteur industriel de l'Ontario, la concurrence est relativement vive entre le gaz naturel et le pétrole.



Graphique 3.3



Graphique 3.4

IV. HYPOTHÈSES MACROÉCONOMIQUES

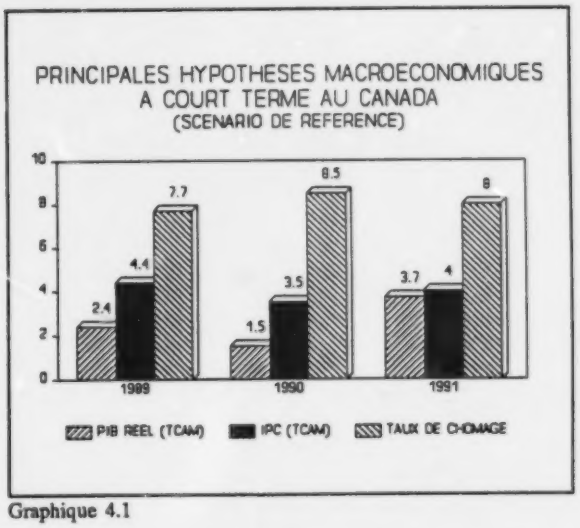
1. Introduction

En plus des prix, les hypothèses macroéconomiques et démographiques sont les principaux facteurs déterminants de la demande d'énergie. Alors que les prix ont tendance à agir sur la demande à court terme et sur les parts des divers combustibles, les hypothèses macroéconomiques et démographiques permettent de déterminer l'évolution à long terme et la nature de la demande.

Dans le présent chapitre, nous nous pencherons sur les principales hypothèses macroéconomiques qui sous-tendent le scénario de référence et le second scénario. Elles reposent sur le National Reference Outlook d'octobre 1988 d'Informetrica Limited.

2. Hypothèses à court terme

Le PIB réel devrait s'accroître de 2,4 % en 1989, de 1,5 % en 1990 et de 3,7 % en 1991 (voir le graphique 4.1). Durant cette période, les dépenses des consommateurs devraient être modérées. Le secteur commercial devrait lui aussi connaître une croissance faible. Pour ce qui est des investissements, les effets de taux d'intérêt élevés et de taux d'utilisation de la capacité à la baisse devraient être compensés par les retombées avantageuses du libre-échange.



Graphique 4.1

3. Hypothèses à long terme

À long terme, les perspectives de croissance devraient devenir de plus en plus limitées à mesure que le nombre d'habitants et la population active s'accroîtront plus lentement, que la concurrence internationale s'intensifiera et que les taux d'intérêt réels resteront au-dessus des niveaux historiques (voir le tableau 4.1). En conséquence, le taux de croissance de l'économie canadienne devrait être plus faible qu'au cours des dernières années. Pour ce qui est de la population, son taux de croissance devrait être légèrement supérieur à 1 % par année jusqu'en 1995 et il devrait diminuer graduellement durant le reste de la période à l'étude. Cette diminution serait attribuable à un taux de fécondité à la baisse, à une réduction du nombre

d'immigrants et au vieillissement de la population. Pour ce qui est du nombre de ménages, la baisse de son taux de croissance sera moins prononcée parce que, avec le vieillissement de la population, il y aura plus de ménages de personne seule.

Tableau 4.1

PRINCIPALES HYPOTHÈSES MACROÉCONOMIQUES - CANADA

(SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE)
(Taux de croissance annuels moyens)

	1988-95	1995-00	2000-05	2005-20	1988-20
PIB réel	2.3	2.4	2.5	2.3	2.4
PIR (secteur industriel)	2.6	2.9	3.1	2.7	2.8
PIR (secteur des services)	2.1	2.1	2.1	1.7	1.9
IPC	3.9	4.1	4.1	4.0	4.0
Indice des prix de gros (US)	3.7	4.1	4.1	4.0	4.0
Emploi	1.1	1.2	1.4	0.9	1.1
Population totale	1.1	0.9	0.8	0.6	0.8
Nombre total des ménages	1.5	1.3	1.3	1.3	1.3
Population active	1.2	0.9	0.9	0.9	0.9

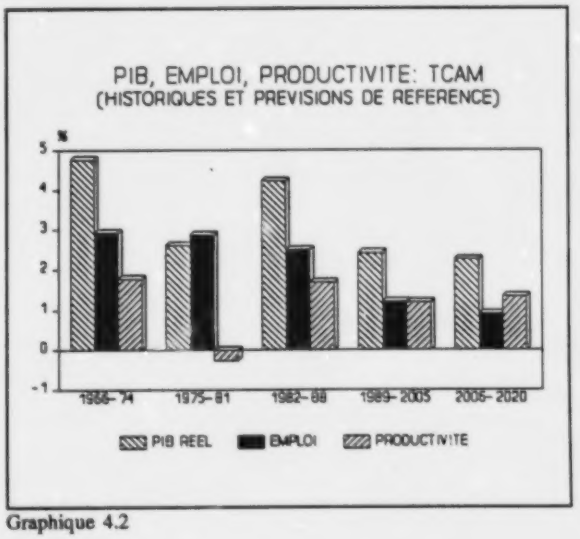
On suppose que le dollar canadien vaut 0,80 $ US dans les deux scénarios durant la période à l'étude.

Étant donné que le Canada est un pays commerçant, la conjoncture économique internationale est particulièrement importante pour lui. Trois facteurs devraient limiter la croissance des exportations du Canada durant la période à l'étude : premièrement, une diminution de la croissance démographique devrait entraîner une croissance économique généralement plus faible dans les pays membres de l'OCDE. En outre, des mesures visant à réduire le déficit budgétaire devraient limiter encore plus la croissance de l'économie américaine, durant une bonne partie des années 90. En supposant que les États-Unis parviennent quelque peu à réduire ce déficit, les contraintes monétaires et fiscales devraient s'atténuer vers le tournant du siècle.

Deuxièmement, parce que les pays commerçants ont tendance à se regrouper en blocs, le Canada devra composer avec l'évolution des marchés et avec une concurrence plus vive pour ses produits. Finalement, les prix des marchandises devraient rester assez bas et peut-être même diminuer à cause d'une croissance modeste au niveau mondial et du remplacement d'un nombre de plus en plus grand de métaux par des produits non métalliques.

Une hypothèse de base dans un scénario comme dans l'autre, c'est que le libre-échange aura des effets avantageux pour le Canada : le revenu réel va augmenter (à cause d'une baisse des prix) et la productivité va augmenter considérablement dans le secteur manufacturier (à cause de sa restructuration). À cause du libre-échange, des sommes importantes devraient être investies dans le capital-actions durant les années 90. Compte tenu des 3 facteurs précités, le PIB réel devrait s'accroître à un taux annuel d'environ 2,5 % entre 1990 et 2005 et de 2,3 % entre 2005 et 2020. On suppose aussi que l'indice des prix à la consommation va augmenter d'un taux annuel d'environ 4 % durant la période à l'étude.

En général, on suppose que la croissance économique va se faire au même rythme que la croissance démographique. Nous supposons donc des niveaux de croissance du PIB et de l'emploi plus faibles que les niveaux des dernières années. Mais la croissance de la productivité devrait être plus proche de celle des dernières années (sauf pour la période 1975-1981) et elle devrait compenser l'effet d'un ralentissement de la croissance démographique sur l'économie. (La productivité augmente à cause du libre-échange et du changement technologique).



Graphique 4.2

4. Perspectives provinciales

On suppose que, dans les provinces, l'évolution de l'économie va se faire essentiellement comme au niveau national. Par exemple, tout comme aux États-Unis et dans le reste du Canada, la croissance devrait être plus lente en 1989 et 1990 dans les provinces de l'Atlantique. De 1990 à l'an 2000, le rythme de la croissance économique sera plus rapide, surtout à cause de projets d'envergure, comme celui d'Hibernia à Terre-Neuve et le projet de traversier à ports d'attache entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard. Ce dernier profitera à l'industrie du tourisme de ces deux provinces.

Pour ce qui est du Québec, nous supposons qu'il profitera du libre-échange. Mais le gros secteur industriel de la province (notamment les biens non durables) souffrira d'une baisse des dépenses de consommation, alors que l'économie connaîtra un ralentissement et, à long terme, que la croissance démographique ralentira. À moyen terme, un facteur avantageux sera le projet d'accroissement de la capacité hydroélectrique. En Ontario, le secteur manufacturier devrait faire des gains appréciables à cause d'une restructuration liée au libre-échange.

Au Manitoba, la croissance devrait être avantagée par l'aménagement de projets de services publics, alors que le potentiel hydroélectrique du fleuve Nelson sera harnaché. En Alberta, les efforts de diversification avantageront la croissance économique, alors que la capacité de production va augmenter dans les domaines des aliments, des produits chimiques et du bois. En Saskatchewan, la croissance va continuer de dépendre de la demande mondiale pour ses produits, notamment le grain, la potasse, l'uranium, le pétrole et le gaz.

À cause de l'importance des secteurs de la forêt et du bois, l'économie de la Colombie-Britannique dépend beaucoup de la demande nord-américaine pour la construction d'habitations. Cette demande devrait diminuer à court terme, mais il devrait y avoir reprise par la suite jusqu'à l'an 2000. Dans ces secteurs, la productivité devrait faire des gains appréciables, tout comme dans l'extraction minière et la production de certains biens.

5. Second scénario

Comme nous l'avons déjà dit, le second scénario (tableau 4.2) part d'un prix du pétrole moins élevé et d'un taux de croissance économique plus élevé de 15 % que dans le cas du scénario de référence (soit 2,7 % plutôt que 2,4 % sur toute la période). C'est un taux de croissance relativement plus élevé de ce à quoi l'on s'attendrait dans un tel scénario du prix du pétrole. Mais nous voulons faire une prévision qui soit suffisamment différente de celle du scénario de référence. Ces deux scénarios bien différents nous donneront des perspectives nouvelles et utiles de la demande qui permettront de faire des analyses au niveau de l'énergie et de l'environnement.

Dans le second scénario, on suppose que la croissance économique plus rapide est le résultat d'une reprise soudaine de la confiance des investisseurs et des consommateurs. Cette reprise fait augmenter les dépenses de consommation et, surtout, les dépenses d'investissement (tant étranger que canadien). En plus d'un accroissement de la croissance du produit national brut (PNB), il y a également augmentation tant de l'emploi que de la productivité; cette dernière augmente à cause de l'investissement accru dans le matériel technologique. Les meilleures perspectives d'emploi font légèrement augmenter le taux d'activité et l'immigration. Malgré une croissance plus rapide, on suppose également que les prix et les taux d'intérêt demeurent à un niveau lié strictement au scénario d'un prix bas : la baisse des coûts due à une plus grande productivité de la main-d'oeuvre (et à une baisse des prix du pétrole) compense les effets d'un taux d'inflation déterminé par la demande.

Tableau 4.2

PRINCIPALES HYPOTHÈSES MACROÉCONOMIQUES - CANADA

(SECOND SCÉNARIO)
(Taux de croissance annuels moyens)

	1988-95	1995-00	2000-05	2005-20	1988-20
PIB réel	2.6	2.8	2.9	2.6	2.7
PIR (secteur industriel)	2.9	3.5	3.6	3.2	3.2
PIR (secteur des services)	2.3	2.5	2.5	1.9	2.2
IPC	3.6	3.8	4.3	4.0	3.9
Indice des prix de gros (US)	3.4	3.8	4.2	4.0	3.9
Emploi	1.3	1.4	1.6	1.1	1.2
Population totale	1.2	1.0	0.9	0.6	0.9
Nombre total de ménages	1.6	1.4	1.5	1.5	1.5
Population active	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0

6. Risques, incertitudes et mises en garde

Bien que les hypothèses dont nous venons de parler soient celles qui aient le plus de chance de se concrétiser, des événements imprévus ou des perturbations pourraient venir modifier les prévisions de notre scénario de référence. Par exemple, la politique monétaire des États-Unis pourrait se resserrer encore plus durant les prochaines années et la situation pourrait empirer à cause de restrictions fiscales importantes, étant donné le besoin urgent et manifeste de réduire le déficit budgétaire du pays. Le commerce international pourrait se libéraliser plus qu'on le prévoit à cause de l'intégration des pays européens, des négociations commerciales multilatérales et de l'ouverture des pays du bloc soviétique et des économies à planification centrale de l'Asie. Ajoutons que la nouvelle taxe de vente fédérale qui doit entrer en vigueur en 1991 ne fait pas partie de nos hypothèses, étant donné que le Parlement n'a pas encore fini de l'étudier.

Malgré l'importance de plus en plus grande du problème de l'environnement et du besoin de plus en plus grand de trouver des solutions permettant d'économiser l'énergie, nous n'avons tenu compte que de façon limitée des politiques et des programmes liés à l'environnement.

V. DEMANDE D'ÉNERGIE

1. Introduction

Les hausses du prix de l'énergie des années 70 et du début des années 80 ont donné lieu à deux importants changements en matière d'utilisation de l'énergie au Canada : une baisse marquée de l'intensité d'utilisation de l'énergie [4] et le remplacement du pétrole par des combustibles moins coûteux (l'électricité et le gaz naturel). Les hausses de prix de l'énergie et les programmes gouvernementaux de remplacement du pétrole ont entraîné une réduction prononcée de l'intensité d'utilisation de l'énergie (baisse du taux annuel moyen de 1,5 % entre 1972 et 1988). Au même moment, la part détenue par le pétrole dans la consommation énergétique totale est tombée de 49 % en 1978 à environ 40 % en 1988. Entretemps, la part obtenue par les autres sources d'énergie s'est accrue; l'électricité a enregistré la plus forte hausse (de 16 % en 1978 à 23 % en 1988). Cette double tendance- une réduction de l'intensité d'utilisation de l'énergie et l'adoption de sources d'énergies autres que pétrolières- est observée dans tous les secteurs de l'économie (tableau 5.1).

La plupart de ces changements sont bien implantés, et de nouvelles formes d'utilisation de l'énergie sont maintenant en place. Nous avons tenté d'analyser ces tendances pendant la période de projection à l'aide de la version révisée du Modèle IFSD d'EMR (une description de ce modèle est disponible sur demande). Nous prévoyons que la baisse d'intensité d'utilisation de l'énergie sera beaucoup moins forte dans un avenir rapproché et que la tendance à l'abandon du pétrole se maintiendra dans tous les secteurs (sauf dans le secteur des transports), mais à un rythme moins rapide. Cependant, des mesures de protection de l'environnement sévères pourraient modifier cette tendance. Dans les secteurs autres que celui des transports, l'électricité sera de plus en plus utilisée comme combustible principal. Sur le plan de la ventilation par secteur, le secteur industriel enregistrera la plus forte augmentation en matière de consommation d'énergie (graphique 5.1).

Tableau 5.1

TENDANCES DE L'INTENSITÉ D'UTILISATION FINALE DE L'ÉNERGIE
(Taux de croissance annuels moyens)
Par secteur

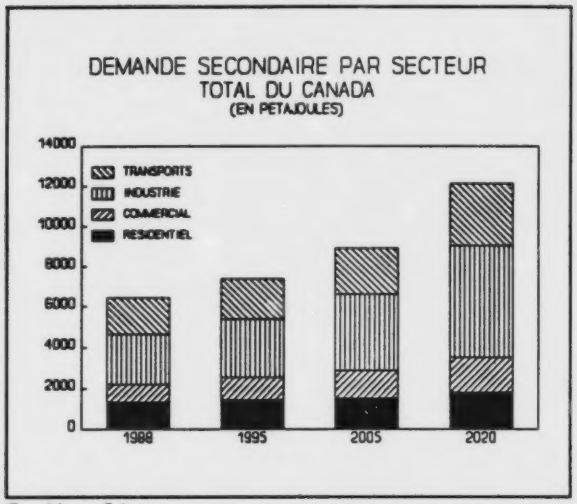
	Antérieurs		Prévision de référence	
	1962-72	1972-88	1988-05	2005-20
Demande du secteur secondaire par PIR	0.30	-1.50	-0.5	-0.2
Demande du secteur résidentiel par ménage	1.10	-2.50	-0.50	-0.20
Demande du secteur commercial par PIR du secteur commercial	5.50	-3.30	0.30	0.00
Demande du secteur industriel par PIR du secteur industriel	-0.20	0.10	-0.20	-0.10

[4] Consommation secondaire d'énergie divisée par le PIR total.

2. Demande sectorielle

La partie suivante du présent chapitre contient une brève analyse sectorielle de la demande énergétique du scénario de référence.

Secteur résidentiel



Graphique 5.1

Lorsqu'on examine les données sur l'économie d'énergie dans le secteur résidentiel, il est important de se pencher de près sur les tendances du marché de l'habitation. Une ventilation du marché du point de vue des maisons existantes et des nouveaux logements ainsi que de la proportion de logements uniques par rapport aux collectifs sur le total des logements joue un rôle clé au moment d'établir le niveau d'économie d'énergie dans le secteur résidentiel. Dans les maisons existantes, l'économie se fait principalement par l'amélioration de l'isolation et par le remplacement des installations de chauffage et de refroidissement inefficaces. Depuis le milieu des années 70, on a noté une accentuation considérable des mesures d'économie d'énergie dans les maisons existantes en raison des fortes augmentations du prix de l'énergie et des mesures incitatives attrayantes proposées par les gouvernements. De même, les maisons neuves coûtent moins cher en combustible parce que les normes de construction sont plus sévères et que les gens sont conscients des économies possibles à réaliser sur leur facture de chauffage. Le passage de logements uniques vers des logements collectifs et des maisons en rangée a également réduit la consommation d'énergie, puisque les logements collectifs sont davantage à l'abri des éléments que les logements uniques.

Il faudrait mentionner que dans l'estimation du modèle, le secteur résidentiel a été plus sensible aux prix que les autres secteurs. Comme l'indique le tableau 5.2, il ne faudrait pas s'attendre que la tendance des quinze dernières années en matière d'économie d'énergie se maintienne pour les trois raisons suivantes:

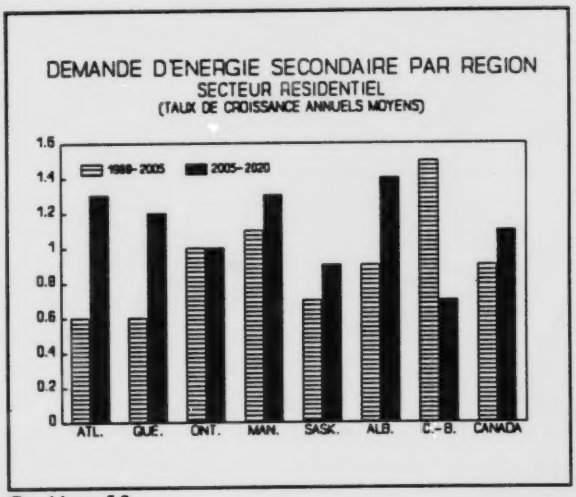
- aucune nouvelle hausse du prix de l'énergie menant à nouveau à des sommets historiques n'est prévue;
- les logements actuels sont beaucoup plus économiques en combustibles; et
- aucune mesure incitative du gouvernement n'est prise en considération dans le présent aperçu. Hydro Ontario a récemment annoncé qu'elle mettra en vigueur un programme de gestion de la demande. D'autres services publics suivront.

Tableau 5.2

DEMANDE RÉSIDENTIELLE ET ÉLÉMENTS DÉTERMINANTS
Scénario de référence
(Taux de croissance annuels moyens)

	1988-95	1995-05	2005-20
Prix réels de l'énergie dans le secteur résidentiel	0.1	1.1	-0.3
Demande énergétique du secteur résidentiel	1.4	0.6	1.1
Ménages	1.5	1.3	1.3
Demande du secteur résidentiel par ménage	-0.1	-0.7	-0.2
Revenu réel disponible par habitant	0.8	1.2	1.3

La croissance de la demande d'énergie du secteur résidentiel varie considérablement d'une région à l'autre. Cet écart est principalement attribuable aux différents taux de croissance en matière de formation de ménages et, dans une moindre mesure, aux diverses compositions des combustibles de chauffage (graphique 5.2). On peut attribuer cet élément au fait que les ménages vivant dans les provinces fortement dépendantes de l'électricité comme source d'énergie pour le chauffage ont moins tendance à se préoccuper de leur niveau de consommation d'énergie (c'est-à-dire qu'ils consommeront plus d'énergie), parce que les prévisions indiquent que le prix de l'électricité augmente moins rapidement que celui du pétrole et du gaz.

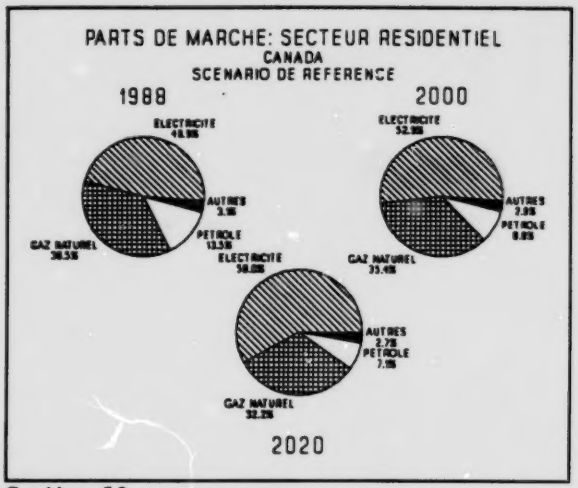


Graphique 5.2

En raison du faible taux de croissance de sa population, on prévoit que la participation relative du Québec à la demande totale d'énergie du secteur résidentiel diminuera au cours de la période de projection. On prévoit que la demande énergétique du secteur résidentiel en Alberta et en Colombie-Britannique s'accroîtra plus rapidement que la moyenne nationale en raison d'un taux de formation de ménages plus élevé. En fait, nos projections indiquent que de 2005 à 2020, la contribution de l'Alberta à la croissance totale dépassera celle du Québec.

La ventilation de la demande totale d'énergie par combustible se fonde essentiellement sur le prix relatif du combustible et, dans une moindre mesure, sur l'offre de gaz naturel, particulièrement en Colombie-Britannique (pipeline de l'île de Vancouver). Comme nous l'avons vu au chapitre III, on prévoit que le prix de l'électricité augmentera moins rapidement que celui du pétrole et du gaz naturel. Les prévisions pour l'ensemble du Canada indiquent que les ratios du prix de l'électricité du secteur résidentiel par rapport au prix du pétrole et du gaz naturel enregistreront une baisse d'environ 22 à 25 % d'ici à 2020. Il serait bon de

mentionner que les mouvements relatifs des prix s'effectueront principalement entre 1988 et 2005. Compte tenu de ces changements en matière de prix relatifs, les projections indiquent que la part de marché détenue par l'électricité augmentera au détriment du pétrole et du gaz naturel, en particulier dans les provinces Atlantique, au Québec et au Manitoba. Bien que le mouvement des prix relatifs se stabilise d'ici à 2005, on prévoit que le processus de rajustement se poursuive en raison du long décalage de l'effet de substitution (voir le graphique 5.3 pour les parts du marché dans le secteur résidentiel).



Graphique 5.3

Secteur commercial

Les formes d'utilisation de l'énergie dans le secteur commercial (et dans l'administration publique) ressemblent à celles du secteur résidentiel : chauffage et climatisation des édifices, éclairage, etc. On y retrouve donc les mêmes facteurs d'influence, lesquels comprennent notamment une croissance économique généralement plus faible que par le passé et une croissance de la population moins rapide; ces deux facteurs sous-entendent un ralentissement de la construction commerciale. On prévoit que la part de marché détenue par l'électricité augmentera pendant la période de projection, principalement au détriment du gaz naturel (graphique 5.5).

Dans le scénario de référence, le taux de croissance annuel de la demande énergétique du secteur commercial accuse un recul, tombant de presque 4 % à la fin des années 80 à environ 2,5 % jusqu'au milieu des années 90. Il poursuit sa chute de façon stable pendant la période de projection pour s'établir à environ 1,7 % entre 2005 et 2020. Au-delà de 2005, bien que la croissance des prix ralentisse, d'autres facteurs (comme le facteur démographique) continuent à limiter la demande (tableau 5.3).

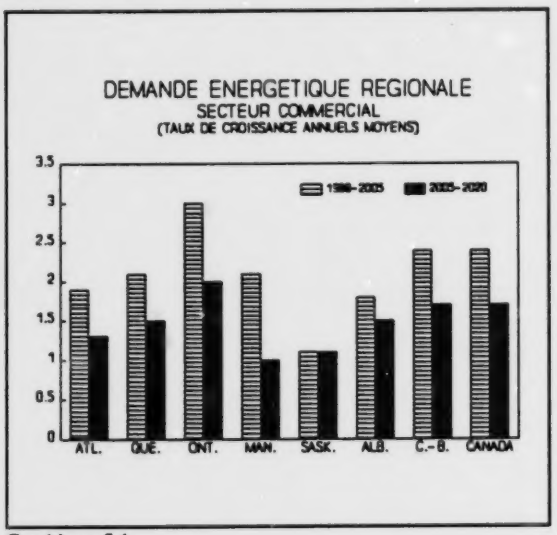
Tableau 5.3

DEMANDE DU SECTEUR COMMERCIAL ET ÉLÉMENTS DÉTERMINANTS
Scénario de référence
(Taux de croissance annuels moyens)

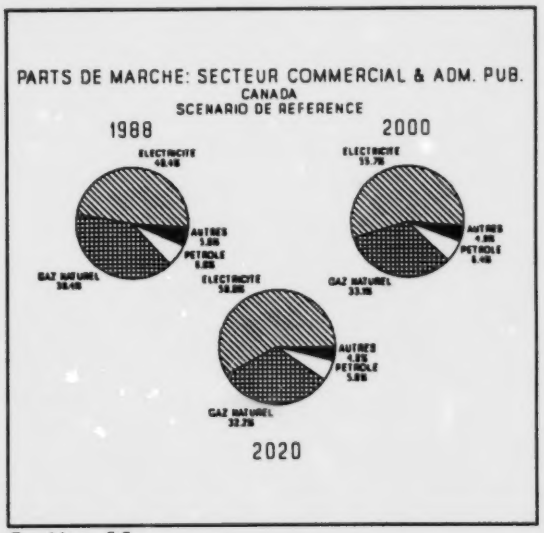
	1988-1995	1995-2005	2005-2020
Prix réel de l'énergie dans le secteur commercial	-0.7	0.9	-0.4
Demande énergétique dans le secteur commercial	2.9	2.3	1.7
PIR du secteur commercial	2.1	2.1	1.7
Demande du secteur commercial/PIR	0.6	0.1	0.0

La plupart des provinces suivent la tendance nationale qui se définit par un ralentissement de la croissance de la demande d'énergie dans le secteur commercial (graphique 5.4). La seule exception est la Saskatchewan, où le taux de croissance est inférieur à 1 % entre 1988 et 1995; par la suite, ce dernier augmente de façon stable pour se fixer à un peu plus de 1 % pour le reste de la période de projection. Cette situation traduit un manque de vigueur au chapitre de la création d'emploi et de la formation de ménages en Saskatchewan, et donc, de la croissance du secteur des services (ce dernier comprend les mises en chantier, l'éducation et la santé).

On prévoit que les parts du marché détenues par les autres combustibles dans le secteur commercial diminueront au profit de l'électricité au cours de la période de projection (graphique 5.5). En fait, on prévoit que la part de marché détenue par l'électricité augmentera d'environ dix points, principalement au détriment du gaz naturel.



Graphique 5.4

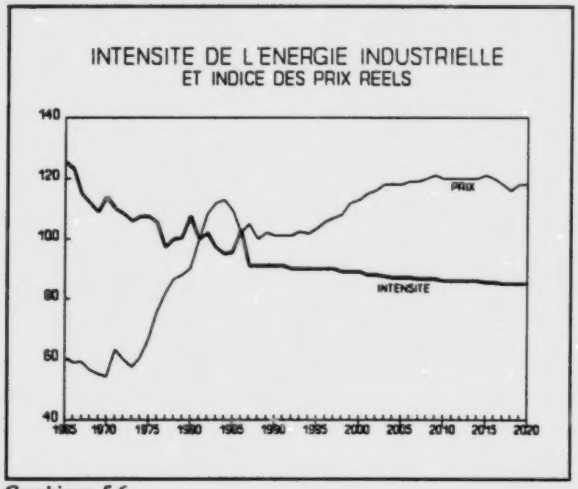


Graphique 5.5

Secteur industriel

L'intensité d'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel a été en baisse de 1972 à 1988; cependant, l'importance de cette baisse a été beaucoup moins considérable que dans les autres secteurs de l'économie. Le remplacement de l'énergie et l'amélioration de l'utilisation de l'énergie, plus indirects dans le secteur industriel que dans les autres secteurs, expliquent cet écart. L'énergie constitue très souvent un facteur essentiel du secteur industriel et, par conséquent, il est difficile de la remplacer. De plus, il se peut qu'une réduction de la consommation d'énergie nécessite une augmentation de la consommation d'autres facteurs.

Les entreprises adoptent souvent des stratégies d'investissement à long terme qui portent principalement sur l'amélioration de la qualité du produit, l'accroissement des parts du marché et la réduction des coûts totaux. En fait, les décisions d'investir dépendent de nombreux facteurs autres que de coûts, comme la situation économique générale, la compétitivité, les politiques gouvernementales, le loyer de l'argent, la santé économique d'une industrie en particulier, etc. Étant donné qu'un des objectifs de toute entreprise est de réduire les coûts totaux de production, rien ne garantirait que la consommation d'énergie soit réduite, compte tenu des incertitudes inhérentes aux nouvelles technologies. Toutefois, les données les plus récentes indiquent qu'entre 1983 et 1988, le secteur industriel a réduit son intensité d'utilisation d'énergie de 5,7 %. Il serait bon de mentionner que cette baisse s'est produite pendant une période d'augmentation de la productivité du travail et de l'utilisation de la capacité. Ainsi, l'importance de la baisse d'intensité enregistrée au cours des dernières années ne constitue pas un indicateur des tendances à venir.



Graphique 5.6

Contrairement aux secteurs résidentiel et commercial, les mesures globales de l'intensité du secteur industriel sont difficiles à interpréter parce que les calculs d'efficacité nette de l'énergie excluent les effets des changements de la structure industrielle[5] et les besoins accrus en énergie en raison de questions liées à l'environnement. Dans ce chapitre, les projections de la demande du secteur industriel- pendant les années 80 et la période de projection- reposent en grande partie sur une amélioration des caractéristiques techniques et des caractéristiques d'économie du matériel de production, provoquée par des prix énergétiques élevés. Étant donné que les objectifs et les cibles en matière d'environnement sont en voie d'être définis, on suppose que les normes environnementales actuelles continuent à s'appliquer.

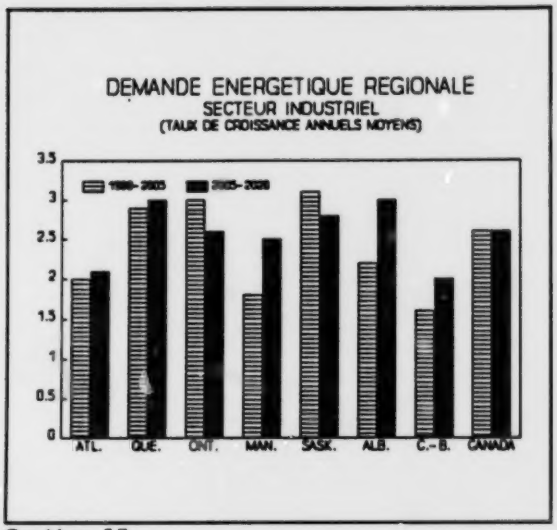
[5] La consommation d'énergie se concentre sur un nombre limité d'industries de taille relativement petite. Par exemple, les mines, les pâtes et papier, le fer et l'acier, le ciment, les produits chimiques et la fonte et les industries de raffinage représentent environ 75 % de la consommation totale d'énergie, tandis que leur part au chapitre de la production industrielle ne représente qu'environ 25 %.

Tableau 5.4

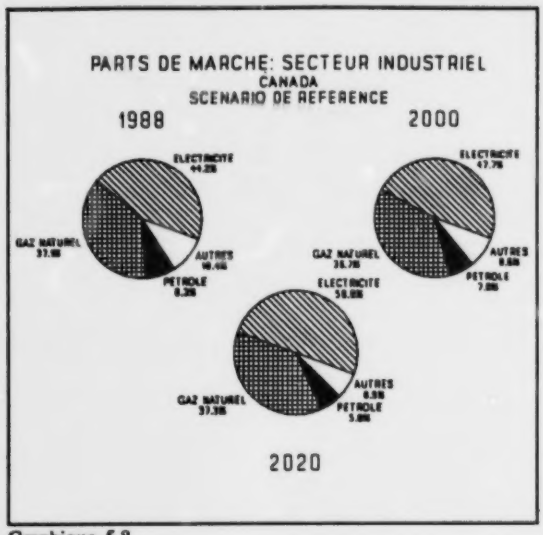
DEMANDE DU SECTEUR INDUSTRIEL ET ÉLÉMENTS DÉTERMINANTS
Scénario de référence
(Taux de croissance annuels moyens)

	1988-1995	1995-2005	2005-2020
Prix réel de l'énergie dans le secteur industriel	0.2	1.4	-0.1
Demande énergétique du secteur industriel	2.4	2.7	2.7
PIR du secteur industriel	2.5	3.0	2.8
Demande du secteur industriel/PIR	-0.1	-0.3	-0.1

Pour les trente prochaines années, nos projections indiquent des changements mineurs dans la composition régionale de la demande énergétique du secteur industriel; cela illustre notre scénario macroéconomique selon lequel les tendances économiques provinciales suivront la tendance nationale de façon générale (graphique 5.7). Le centre du Canada continuera à accaparer la plus grande part de la demande énergétique du secteur industriel. Toutefois, à partir de 2005, le taux de croissance de la demande énergétique du secteur industriel dans le centre du Canada stagnera ou ralentira, tandis que dans la plupart des provinces de l'Ouest, il sera en croissance après avoir été relativement léthargique pendant près de vingt ans (à cause de facteurs comme le ralentissement de la croissance de l'industrie forestière et de l'industrie des produits du bois en Colombie-Britannique, causé pour sa part par une plus faible croissance du marché de l'habitation en Amérique du Nord).



Graphique 5.7



Graphique 5.8

Le secteur industriel a toujours été sensible au phénomène de remplacement du combustible par suite des changements des prix relatifs. Depuis 1970, l'électricité et le gaz naturel ont enregistré des gains considérables au détriment du mazout lourd. Il faudrait noter que la forte hausse de la demande d'électricité enregistrée dernièrement est quelque peu trompeuse à cause, en partie, du programme d'Hydro-Québec qui consiste à vendre à des taux avantageux les surplus aux principaux utilisateurs industriels. Ce programme a pris fin en 1988. En se fondant sur les changements des prix relatifs, nos projections indiquent que la part du marché détenue par l'électricité continuera à augmenter (mais à un rythme plus modéré), principalement au détriment du mazout lourd. On s'attend que le gaz naturel conserve sa part actuelle de marché.

Secteur des transports

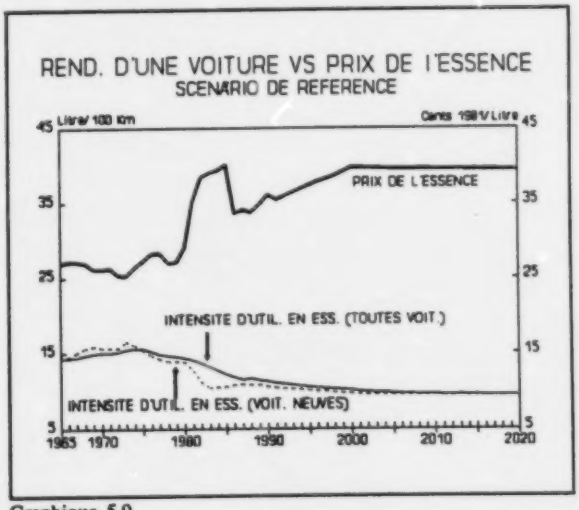
En 1988, le secteur des transports représentait environ 28 % du total de la demande énergétique secondaire et environ 69 % de la demande totale de produits de pétrole raffinés. Le transport routier était le principal élément avec environ 83 %, ce qui constituait une hausse par rapport au niveau de 74 % enregistré au début des années 60.

Dans le secteur du transport routier, l'essence automobile est le principal combustible, représentant 77 % de la demande totale, suivi par le diesel avec 21 %.

Suite à une période de croissance rapide (7 % par année) dans les années 60 et au début des années 70, qui découlait de la forte croissance économique et de la baisse du prix de l'énergie, la demande en essence automobile ne s'est accrue que de 3 % par année entre 1973 et 1980 et a baissé de 5 % entre 1980 et 1987. A l'origine, cette situation était le contrecoup de

l'augmentation trop élevée des prix de l'énergie, et par la suite, de la récession économique des années 80. Plus récemment, la demande en essence automobile s'est accrue au rythme de 1 % par année, tandis que l'achat de véhicules plus gros a entraîné une certaine baisse du rendement en combustible des voitures neuves moyennes. Cependant, le rendement en combustible de tout le parc automobile a augmenté de 3 % par année environ, tandis que le taux de remplacement des véhicules s'accentuait, illustrant les améliorations techniques réalisées au cours de la période de hausse des cours du pétrole. Ces améliorations et la baisse du prix de l'énergie ont continué à réduire le coût en essence d'une voiture d'environ 6 % par année. Par conséquent, au cours de cette période, la distance moyenne parcourue par une voiture a augmenté d'environ 1,5 % par année. Au même moment, en réaction aux augmentations plus rapides du revenu et à la baisse des prix de l'essence automobile, les ventes de voitures neuves ont considérablement augmenté, d'où la croissance annuelle supérieure à 2 % du nombre d'automobiles.

Nos projections illustrent le processus de remplacement graduel des véhicules et de ses effets sur la demande en essence. Il est primordial de savoir comment les légères augmentations du prix de l'essence à moyen terme, et comment les prix en grande partie stables à long terme toucheront le rendement en combustible des voitures neuves moyennes. Nous croyons que les grandes améliorations du rendement des voitures neuves attribuables à la hausse des prix et à la faiblesse des revenus réels ne peuvent se poursuivre. Une amélioration modérée de 13 % du rendement en combustible des voitures neuves est prévue pour toute la période de projection. A moyen terme, on prévoit que les améliorations du rendement des voitures neuves seront attribuables aux augmentations du prix de l'essence automobile. Après l'an 2000, lorsque le prix de l'essence automobile sera en grande partie stable, on prévoit qu'en raison de la concurrence que se livrent les constructeurs pour offrir des voitures technologiquement supérieures et économiques, certaines améliorations verront le jour. Toutefois, des facteurs comme la préférence des consommateurs pour les camions légers et les camionnettes et pour les options qui augmentent la consommation d'énergie (par exemple, l'air climatisé) risquent de nuire à l'accroissement du rendement, l'empêchant ainsi d'atteindre les niveaux du début des années 80. (Le graphique 5.9 illustre le rapport entre le prix de l'essence et l'intensité d'utilisation de l'essence d'une automobile, c'est-à-dire la consommation d'essence pour une distance donnée à parcourir).



Graphique 5.9

On prévoit une augmentation annuelle de 1,3 % de la demande totale en essence automobile (tableau 5.5). La demande en diesel s'accroît à un rythme accéléré de 2,3 %. Par conséquent, on prévoit que la part détenue par le diesel dans le transport routier passera de son taux actuel de 23 % à 29 % en 2020. Plusieurs combustibles de remplacement (le propane, le gaz naturel comprimé, l'éthanol et le méthanol) sont maintenant utilisés au Canada. On prévoit que la proportion de ces combustibles augmentera légèrement. On prévoit également que la part détenue par le gaz naturel comprimé (GNC) et le propane dans le secteur du transport routier augmentera, passant du taux actuel de 2 % à 2,5 % dans le scénario de référence, mais demeurera inchangé dans le second scénario. Il est bon de mentionner que des facteurs autres que les coûts énergétiques pourraient mener à une utilisation accrue des combustibles de remplacement. Les préoccupations environnementales (l'élimination progressive de l'essence avec plomb et les restrictions sur les émissions de gaz carbonique des véhicules) en particulier pourraient provoquer une augmentation considérable du taux de croissance des combustibles de remplacement de l'essence et du diesel. Ce secteur serait une cible politique au Canada et aux États-Unis et pourrait accélérer le processus en matière d'amélioration du rendement.

Tableau 5.5

DEMANDE EN ESSENCE A MOTEUR: PRINCIPAUX ÉLÉMENTS
Scénario de référence
(Taux de croissance annuels moyens)

	1984-1988	1988-1995	1995-2005	2005-2020
Demande en essence automobile	1.0	0.7	1.2	1.6
Nombre d'automobiles	2.5	1.8	1.8	1.7
Rendement des automobiles	-3.0	-1.4	-0.9	-0.2
Distance moyenne en kilomètres parcourue par voiture	1.5	0.2	0.2	0.1

Dans le secteur du transport aérien, on prévoit que la demande énergétique s'accroîtra de 2 % au cours de la période de projection. Ce taux représente une baisse par rapport au taux de 4,5 % enregistré récemment et illustre le meilleur rendement du combustible des nouveaux aéronefs et la croissance plus stable enregistrée dans le transport aérien après le récent redressement. Pour l'instant, le transport maritime et le transport ferroviaire occupent chacun environ 5 % de la demande énergétique du secteur des transports. On prévoit que la croissance de la demande énergétique du secteur ferroviaire atteindra 2,8 %, tandis que celle du transport maritime s'élèvera à 2,0 %.

Charges d'alimentation

En raison de l'accroissement considérable de l'utilisation de l'éthane, l'augmentation en Alberta des produits pour la charge d'alimentation est le principal facteur des éléments des liquides de gaz naturel dans les prévisions autres qu'énergétiques. L'éthane représente environ 95 % du total non énergétique de liquides de gaz naturel de l'Alberta. A l'extérieur de l'Alberta,

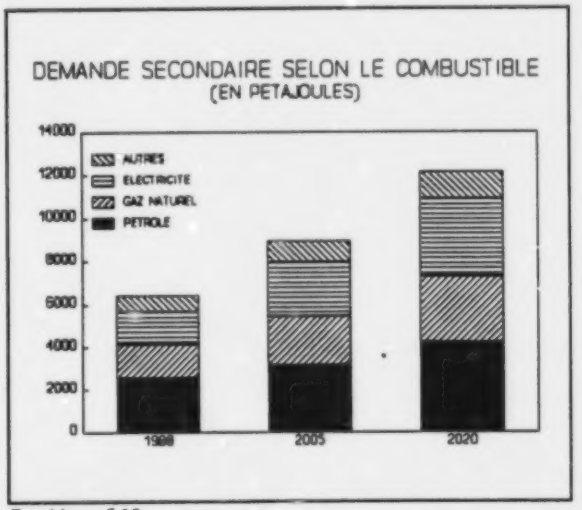
on prévoit que l'utilisation de liquides de gaz naturel comme charge d'alimentation passera de son niveau de 40,3 PJ enregistré en 1988 à 89 PJ en 2020. L'utilisation des produits de charge d'alimentation pétrochimiques à base de pétrole augmentera beaucoup moins rapidement; sa croissance totale ne représentera que 50 % environ pour les trente prochaines années, passant de 125 PJ en 1988 à 196 PJ en 2020. Ces augmentations sont en grande partie attribuables à la croissance économique.

La plus importante modification en matière de liquides de gaz naturel par rapport aux prévisions précédentes est l'inclusion de mélanges d'éthane dans les exigences de récupération améliorée du pétrole. Les estimations pour les mélanges de propane et de butane dans les exigences de récupération améliorée du pétrole ont également été comprises.

3. Demande en combustibles

Les résultats obtenus dans notre scénario de référence indiquent que d'ici à l'an 2005, les Canadiens consommeront 40 % plus d'énergie qu'en 1988, et que d'ici à 2020, ils en consommeront 90 % de plus. Bien que l'électricité accapare la majeure partie de cette augmentation de la consommation d'énergie, la consommation de pétrole en l'an 2020 serait de 66 % supérieure à celle de 1988.

Étant donné que les augmentations du prix du pétrole sont supérieures à celle des combustibles de remplacement, la part de la demande secondaire totale qu'il détient chute de 40 % en 1988 à 35 % en 2020. Cependant, le pétrole demeure la principale source énergétique du Canada. La part détenue par l'électricité passe de 23 % en 1988 à 30 % en 2020, tandis que son prix devient plus concurrentiel. La demande en gaz naturel s'accroîtra de 2,1 % par année, en tenant compte de la croissance de la demande énergétique totale. Ainsi, la part qu'il détient demeure stable (à environ 25 %).



Graphique 5.10

A mesure que la demande d'électricité augmentera, les sources hydro-électriques deviendront de plus en plus rares; on construira donc d'autres centrales nucléaires. Les prévisions contenues dans notre scénario de référence indiquent que la production d'énergie nucléaire s'accroît à un rythme annuel moyen de 4,3 % entre 1988 et 2020, par rapport à seulement 2,2 % pour l'hydro-électricité. (Pour de plus amples détails, consulter le chapitre VIII).

4. Second scénario

La projection de la demande énergétique du second scénario a été élaborée en deux étapes. Premièrement, on a développé un scénario de prix bas (voir chapitre II) qui comprend des prix de combustibles de remplacement et un taux de croissance économique logiques. Et on en a estimé l'impact sur la demande énergétique. Il est intéressant de noter que d'ici l'an 2020, la demande énergétique secondaire de ce scénario n'est supérieure que de 5 % environ à celle du scénario de référence, tandis que l'écart entre les cours du pétrole est de 20 %. Cette situation s'explique par le fait qu'après 1995, les prix du gaz naturel et de l'électricité réagissent peu aux mouvements du cours du pétrole en raison du resserrement des marchés. Ainsi, bien que l'on prévoie une baisse de 20 % des cours du brut par rapport au scénario de référence d'ici à l'an 2020, le cours du gaz naturel n'est inférieur que de 11 % et celui de l'électricité de 5 % environ. On peut alors conclure que la demande énergétique au Canada ne réagira probablement pas, de façon marquée, aux changements du cours mondial du pétrole analysés dans les présentes projections.

Dans la deuxième étape, un taux de croissance macroéconomique supérieur à ce auquel on s'attendrait a été superposé dans le scénario de prix bas. En d'autres mots, la croissance du PIB sur toute la période de projection a été établie à un taux de 15 % supérieur à celui du scénario de référence. Cette approche a été adoptée pour bien différencier les projections de la demande dans les deux cas.

Tableau 5.6

SECOND SCÉNARIO
(Différence en pourcentage par rapport au scénario de référence)

	Effet du prix			Effet du prix et du revenu		
	1995	2005	2020	1995	2005	2020
PIR	0.9	0.8	0.8	1.8	5.6	11.1
Ménage	0.0	0.0	0.0	0.8	2.3	4.7
IPC	-2.1	-2.5	-2.5	-2.1	-2.5	-2.5
Demande secondaire:						
Totale	2.9	5.3	4.8	3.6	8.7	13.3
Secteur résidentiel	2.7	6.8	7.1	2.9	7.5	9.5
Secteur commercial	1.0	1.5	1.4	1.7	5.2	9.1
Secteur industriel	2.1	3.5	3.5	3.0	8.1	14.1
Secteur des transports	5.3	9.0	7.8	6.0	12.5	16.4
Par combustible:						
PPR	7.7	11.7	10.9	8.4	15.6	20.2
Gaz naturel	-0.2	2.2	0.3	1.1	8.3	13.6
Électricité	0.3	1.6	3.0	0.0	3.1	7.6
Charbon	2.5	4.1	3.7	3.3	8.9	14.9

Ainsi, d'ici l'an 2020, la demande énergétique secondaire totale est 13,3 % plus élevée dans le second scénario que dans le scénario de référence. La consommation d'énergie est en hausse dans tous les secteurs, mais davantage dans les secteurs qui dépendent plus du pétrole, comme le secteur des transports et le secteur industriel. Bien que les prix constituent un facteur plus important que l'activité économique dans le secteur résidentiel, on peut constater que le contraire est vrai dans les secteurs commercial, industriel et des transports.

Parce qu'il ne dépend pas du cours du pétrole, le prix relatif de l'électricité est plus élevé dans le second scénario que dans le scénario de référence. Ainsi, la hausse de consommation d'électricité projetée n'est pas aussi élevée que pour les autres combustibles. Globalement, on peut conclure que dans les années 90, la demande énergétique risque d'être plus sensible au niveau de l'activité économique qu'aux cours du pétrole, à l'exception, peut-être, des produits raffinés du pétrole.

5. Conclusion

Les résultats de notre second scénario (prix bas, forte croissance) confirment la sensibilité de la demande énergétique vis-à-vis de la croissance économique. En effet, avec un taux de croissance plus élevé que la normale en raison de l'incidence du prix de l'énergie, nous constatons qu'entre 1988 et 2020, la demande énergétique secondaire augmente à un taux annuel moyen de 2,4 % (par rapport à 2 % pour le scénario de référence). En 2020, la demande énergétique est 13,3 % plus élevée que dans le scénario de référence, tandis que ce taux s'établit à 20,2 % pour la demande en pétrole. En l'absence de modifications majeures visant les politiques et les programmes, nous n'entrevoyons que des changements limités du point de vue du rendement de l'énergie et qu'une substitution intercombustible modérée.

VI. OFFRE ET ÉCHANGES COMMERCIAUX DE PÉTROLE

1. Introduction

En élaborant les prévisions de l'offre de pétrole, nous avons pris en considération les renseignements disponibles sur la géologie, le génie et les aspects économiques des diverses sources d'approvisionnement, renseignements cadrant avec le modèle prévisionnel. Des échanges avec des experts d'EMR et de l'extérieur du ministère ont eux aussi joué un rôle important dans l'élaboration des prévisions de l'offre. L'Oil and Gas Supply Impact Model (OGSIM), un modèle liant les fonds autogénérés de l'industrie à l'investissement et, finalement, aux additions aux réserves, a été utilisé pour nous assurer que l'offre anticipée pourrait être atteinte au moyen des fonds que l'industrie peut investir.

Depuis la parution de nos dernières perspectives énergétiques en 1988, tant l'Office national de l'énergie (ONE) que la Commission de conservation des ressources énergétiques (CCRE) ont publié des prévisions de l'offre plus élevées que leurs prévisions antérieures et reflétant une vue plus optimiste des ressources disponibles. En examinant notre propre méthode d'analyse, nous avons constaté une tendance à surestimer l'offre de pétrole non classique et à sous-estimer l'offre de pétrole léger classique[6]. Mais l'offre projetée de pétrole n'était pas significativement différente de l'offre véritable. Nous avons également constaté que les différences entre les types de production étaient attribuables à des facteurs d'ordre économique, comme l'entrée nette de fonds.

Nous avons également étudié minutieusement les derniers développements dans les modèles de l'offre de pétrole et de gaz pour déterminer les aspects qui pourraient être intégrés dans notre modèle de l'offre. D'après un certain nombre d'études, les fonds autogénérés de l'industrie étaient importants pour mesurer l'activité industrielle, mais on n'y envisageait pas ce qui serait considéré comme un bon ratio de réinvestissement. Comme dans l'OGSIM, certaines études associaient de façon explicite le niveau des investissements et les coûts des réserves à l'ajout aux réserves et par conséquent à l'offre. Mais, dans ces études, il était difficile d'estimer les coûts, l'activité de forage, les projets d'exploitation de pétrole et de gaz, les additions aux réserves, la rentabilité et la capacité de production. Les études portaient de plus sur les stocks classiques et l'on n'y trouvait aucun modèle permettant d'estimer les stocks provenant de sources non classiques, notamment la production de bitume et celle des régions pionnières. Pour ces projections, nous avons demandé l'avis des groupes des projets d'EMR à propos des dates de démarrage et des coûts des projets.

---

[6] C.J. Seeto et A.J. Persaud, "Comparison of NEP and Current Oil Supply Projections", Direction de l'analyse économique et financière, EMR, juin 1988.

Les prix du brut payés aux producteurs canadiens dans les deux scénarios sont résumés dans le tableau 6.1. En plus des prix du pétrole, d'autres hypothèses (comme le niveau de réinvestissement des fonds autogénérés de l'industrie, le ratio des dépenses pour le pétrole par rapport aux dépenses pour le gaz, les coûts des réserves et l'élaboration de projets majeurs) sont essentielles pour les prévisions de l'offre de pétrole et de gaz. Ces hypothèses sont résumées dans l'annexe A.

Tableau 6.1

PRIX DU BRUT DE RÉFÉRENCE A EDMONTON*
($CAN 1989/b)

	Scénario de référence	Second scénario
1988	19.40	19.40
1995	26.05	19.90
2005	30.60	24.85
2020	30.75	25.00

* D'après une valeur de 0,80$ US pour le dollar canadien.

2. Offre de pétrole brut

La production de pétrole brut a augmenté à 1 720 milliers de barils par jour au Canada en 1988; c'était 4,6 % de plus qu'en 1987 et supérieur aux niveaux les plus élevés atteints depuis 1974. Cette hausse est survenue malgré l'effondrement des prix du pétrole en 1986 et l'incertitude qui s'est maintenue sur les marchés mondiaux du brut durant les deux dernières années. Cette tendance à la hausse de la production de pétrole s'est poursuivie sans arrêt depuis 1982. La production accrue de pétrole en 1988 était le résultat d'une croissance dans toutes les sources d'approvisionnement. Parmi les principaux facteurs responsables de la hausse, il y avait des incitants au forage, une baisse des coûts de production et d'exploitation, le prolongement du réseau du pipeline interprovincial, le nouveau régime de contingentement mis sur pied en Alberta et le programme d'accroissement de la capacité de production lancé dernièrement par Syncrude.

Dans les deux scénarios, l'ajout aux réserves classiques devrait diminuer par rapport aux niveaux atteints durant les cinq dernières années (tableau 6.2). À court et à moyen terme, le rythme d'ajout aux réserves sera ralenti par la baisse des fonds autogénérés de l'industrie, l'intensification des activités axées sur le forage de puits de gaz naturel et la concurrence entre investisseur à la recherche de capitaux pour des projets de production d'énergie non classique. À long terme, une hausse des coûts de découverte et d'exploitation attribuable à un potentiel énergétique limité entraîne également des baisses dans l'ajout aux réserves. L'ajout total aux réserves est plus élevé de 15 % dans le scénario de référence que dans le second scénario.

L'ajout total aux réserves de pétrole est plus élevé dans les projections de l'année en cours que dans celles de l'an dernier; c'est en partie dû à une baisse des coûts de découverte et d'exploitation. L'accroissement des réserves va dans le même sens que les récentes analyses exhaustives de la CCRE dont il se dégage des révisions à la hausse importantes des ressources pétrolières en Alberta (tableau 6.3).

Tableau 6.2

ADDITIONS AUX RÉSERVES DE PÉTROLE BRUT CLASSIQUE*
(en millions de barils par année)

	Brut léger		Brut lourd	
Moyennes annuelles	Scénario de référence	Second Scénario	Scénario de référence	Second scénario
1988-1997	220	194	68	58
1998-2007	170	145	82	68
2008-2017	125	105	65	61
2018-2020	105	100	62	59
TOTAL (1988-2020)	5465	4740	2336	2047

* Comprend la récupération assistée du pétrole, mais pas les réserves associées à des mégaprojets.

Tableau 6.3

RESSOURCES PÉTROLIÈRES TOTALES DE L'ALBERTA
(en millions de barils)

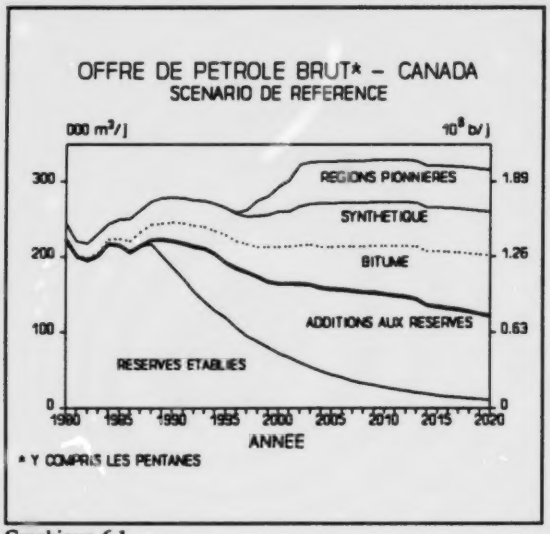
	Rapport 85-A de la CCRE	Dernières estimations (CCRE)	Variation en %
Brut léger et moyen	15.29	16.33	+6.8
Brut lourd	1.39	1.95	+40.3
Pentanes Plus	2.01	2.70	+34.3
Bitume	44.05	62.93	+42.9
Brut synthétique	245.43	245.43	0
Total	308.17	329.34	+6.9

Source: Rapport 88-E de la CCRE, décembre 1988.

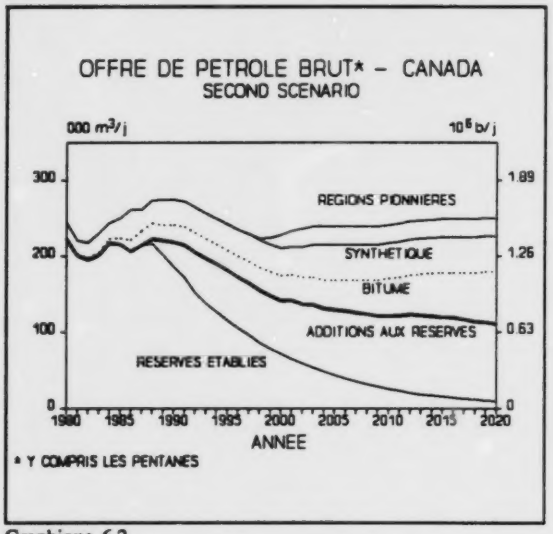
Dans le scénario de référence, l'offre totale de pétrole brut augmente légèrement pour atteindre 1 750 milliers de barils par jour en 1991 avant de diminuer un peu jusqu'à un niveau plancher de 1 630 milliers de barils par jour en 1997. Elle augmente ensuite jusqu'à environ 2 000 milliers de barils par jour en 2003 pour rester à peu près à ce niveau durant le reste de la période à l'étude (graphique 6.1 et tableau 6.4). Dans le second scénario, l'offre totale de pétrole reste relativement stable jusqu'en 1990 avant de diminuer jusqu'à un niveau plancher de 1 400 milliers de barils par jour en 1998. L'offre de pétrole augmente ensuite graduellement jusqu'au niveau de 1 560 milliers de barils par jour en 2012 et reste à peu près à ce niveau durant le reste de la période à l'étude (graphique 6.2 et tableau 6.4). En 2020,

l'offre de pétrole est plus élevée de 15 % que le niveau actuel de production dans le scénario de référence, mais moins élevée de 10 % dans le second scénario.

La baisse de production à moyen terme reflète la diminution des réserves établies classiques et des additions aux réserves. À long terme, à mesure que les prix du pétrole augmentent, l'accroissement de la production est le résultat de la mise sur pied continue de projets d'exploitation de bitume et de la production (à coût élevé) des usines de pétrole synthétique et des régions pionnières. L'élasticité à long terme que supposent ces projections est voisine de un. Cette élasticité relativement élevée est une conséquence des types de ressources qu'on trouve au Canada, le gros des ressources étant disponible dans une fourchette de 20 $ US à 25 $ US le baril.



Graphique 6.1



Graphique 6.2

Pétrole brut classique léger et lourd

L'offre de pétrole brut classique léger (y compris les pentanes) devrait diminuer à un taux annuel moyen de 2 % dans le scénario de référence (de 1 106 milliers de barils par jour en 1988 à 586 milliers de barils par jours en 2020) et à un taux annuel moyen de 2,2 % dans le second scénario (pour atteindre 534 milliers de barils par jour).

L'offre de pétrole brut classique lourd devrait diminuer de façon plus graduelle. Dans les deux scénarios, ce n'est qu'en 1993 que l'offre de pétrole lourd devrait diminuer en-deçà de son niveau de 1988. La baisse moins rapide de l'offre totale de pétrole lourd est surtout due à une hausse de la production en Alberta.

Tableau 6.4

PRÉVISION DE L'OFFRE DE PÉTROLE
(en milliers de barils par jour)

Scénario de référence

	Brut classique		Synthétique	Bitumineux	Rés. marines(2)	Total
	Léger(1)	Lourd				
1988	1106	285	200	130	-	1721
1989	1100	302	211	136	-	1749
1992	1050	294	211	175	-	1730
2005	752	235	367	352	351	2057
2010	734	215	367	406	351	2073
2020	586	181	367	503	351	1988
Second scénario						
1988	1106	285	200	130	-	1721
1989	1090	297	211	127	-	1725
1992	1005	286	211	159	-	1661
2005	630	182	298	243	151	1504
2010	586	173	298	308	151	1516
2020	534	162	298	428	151	1573

(1) Comprend les pentanes
(2) Exclut Norman Wells, lequel est compris dans le brut classique léger.

Sables bitumineux et pétrole synthétique

La base des ressources en sables bitumineux, qui s'élève à plus de 300 milliards de barils, représente la plus grande source potentielle d'approvisionnement en pétrole du Canada. Les réserves de sable bitumineux potentiellement extractibles représentent environ 40 % des réserves mondiales établies de pétrole. Les principales méthodes d'extraction de ces sables sont la méthode à ciel ouvert et la récupération in situ.

Aux fins des présentes prévisions, le scénario de référence prévoit le démarrage, à la fin des années 90 et au début des années 2000, de deux nouvelles usines d'extraction intégrées d'une capacité de 70 milliers de b/j. Le second scénario se limite à une usine dont les activités de production débuteraient au début des années 2000. En outre, on projette une légère expansion de 20 milliers de b/j à l'usine Suncor, prévue pour 1993 dans le scénario de référence et en 1995 dans le second scénario. La planification et la construction d'installations autonomes

nécessitent un délai de démarrage relativement long (au moins cinq ans). Dans un contexte de prix volatiles, il se pourrait que les promoteurs privés de projets veuillent que les gouvernements s'engagent pour que la part de risques inhérents soit réduite ou partagée.

Au cours des quelques dernières années, les producteurs des usines de pétrole synthétique existantes ont réussi à réduire leurs coûts d'exploitation de moitié - des 30 $ US environ le baril au début des années 80, ils s'élèvent maintenant à 15 $ US le baril. Les efforts déployés pour réduire ces coûts se poursuivent, et les promoteurs du projet OSLO espèrent réduire les coûts de leur projet à environ 10 $ le baril. Le scénario de référence suppose des coûts d'exploitation de 15 $ US le baril; ces coûts s'élèvent à 12 $ US le baril dans le second scénario.

En 1988, Suncor et Syncrude, deux usines intégrées d'exploitation à ciel ouvert et de traitement, accaparaient l'ensemble de la production de pétrole synthétique évaluée à 200 milliers de b/j (12 % de la production pétrolière totale). Dans les deux scénarios, on s'attend que la part de la production de pétrole synthétique sera plus élevée à la fin de la période de projection.

Sables bitumineux et bitume

L'offre de bitume s'est accrue rapidement, passant de 25 milliers de b/j en 1983 à 130 milliers de b/j en 1988. Dans le scénario de référence, on prévoit que l'offre de bitume augmentera sans interruption pour atteindre environ 500 milliers de b/j d'ici à l'an 2020. Dans le second scénario, on prévoit qu'elle baissera légèrement en 1989 avant de croître de façon continue et d'atteindre 425 milliers de b/j en 2020.

On s'attend à ce que l'expansion des projets dans les régions de Cold Lake, Wolf Lake et Peace River aura un effet à la hausse sur l'offre de bitume. A court terme, cependant, la remise à une date ultérieure de plusieurs projets de développement importants (en raison de la faiblesse des cours du pétrole) ralentira énormément la croissance de l'offre de bitume. D'après les hypothèses, les coûts d'exploitation du bitume varieront de 6 à 8 $ le baril (en dollars de 1989) et le prix d'offre devrait varier de 10 à 15 $ le baril.

Régions pionnières

Les régions pionnières canadiennes, bien connues pour le vaste potentiel de ressources qu'elles contiennent, demeurent relativement peu explorées. Des 24 milliards de barils potentiels estimés, seulement 16 % environ sont considérés comme provenant de sources découvertes. Les principales découvertes ont été faites à Hibernia (au large des côtes de Terre-Neuve) et

à Amauligak, dans la mer de Beaufort. On a trouvé des accumulations de moindre importance dans les environs de ces découvertes, ainsi qu'au large des côtes de la Nouvelle-Écosse, dans les îles de l'Arctique et dans le Delta de Mackenzie. En 1988, les programmes de délimitation se sont poursuivis aux sites de découverte de Terra Nova et de Whiterose, situés au large de la côte Est, ainsi qu'à Amauligak. Un accord de principe pour l'exploitation du site d'Hibernia a également été signé l'année dernière.

Dans le scénario de référence, on prévoit que les activités de production des régions pionnières débuteront en 1996 dans le cas d'Hibernia et en 1999 dans le cas d'un projet semblable à celui de Terra Nova, et seront suivies par les activités de production dans la mer de Beaufort, en l'an 2000. Le second scénario indique que la production sur la côte Est sera retardée de deux ans et que la production dans les régions pionnières du nord sera nulle.

Bien que la seule production de démonstration provienne de Bent Horn dans l'Arctique et d'Amauligak dans la mer de Beaufort, on prévoit que la production des régions pionnières tiendra une place importante dans les futures offres de pétrole du Canada. Le scénario de référence prévoit une augmentation de l'offre des régions pionnières de 12 milliers de b/j en 1996, laquelle atteindra un sommet de 350 milliers de b/j en 2002, niveau qui se maintiendra jusqu'en 2020. Dans le second scénario, l'approvisionnement en pétrole de ces régions passera de 12 milliers de b/j en 1998 à 150 milliers de b/j en 2001, sommet qui se maintiendra jusqu'en 2020.

3. Marchés du pétrole lourd

Le pétrole lourd peut être traité dans des usines de traitement autonomes pour en faire du pétrole léger, ou il peut être transformé dans des raffineries spécialement adaptées à cette fin. Actuellement, seulement une petite quantité de pétrole lourd produit au Canada peut être transformé dans les raffineries canadiennes. La demande intérieure actuelle en pétrole brut lourd s'élève à environ 110 milliers de b/j. Le début de l'exploitation de l'usine de traitement Newgrade en 1989 et le démarrage prévu de l'usine de Lloydminster en 1993 ajoutera un total de 100 milliers de b/j à la croissance de la demande canadienne de pétrole lourd qui, autrement, est modérée. Cependant, les importants surplus de pétrole lourd du Canada pourraient encore être exportés dans les deux scénarios, puisque l'on prévoit que la demande intérieure se situera bien en dessous de l'offre projetée (graphiques 6.3 et 6.4).

Les exportations canadiennes de pétrole lourd vers les états du nord des États-Unis s'élèvent actuellement à environ 350 milliers de b/j. Étant donné la possibilité de s'accaparer de la part du marché détenue par le pétrole mexicain, la baisse de la production dans le Wyoming (Wyoming Sour) et l'ajout de nouvelles installations de traitement, on prévoit que les états du Nord pourraient absorber de 450 à 500 milliers de b/j. Donc, d'après le scénario de référence, les producteurs canadiens devront trouver de nouveaux marchés, en plus des états

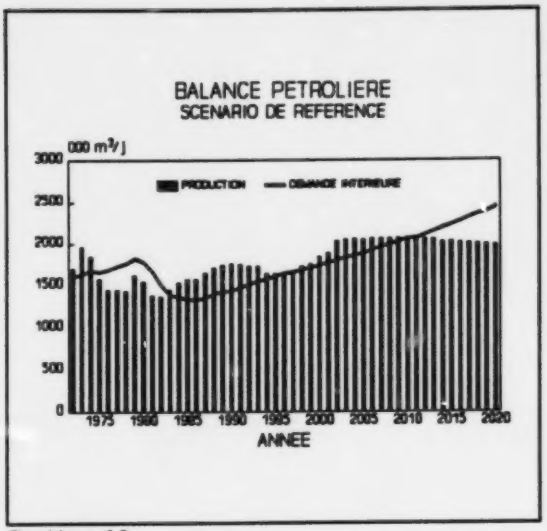
du nord des États-Unis, pour écouler leur production après l'an 2010. D'après le second scénario, les marchés supplémentaires des états du Nord devraient pouvoir absorber l'ensemble des exportations de pétrole lourd.

Déjà, les producteurs ont commencé à explorer de nouveaux marchés. Parmi ceux qui offrent de bonnes perspectives, mentionnons Wood River (sud de l'Illinois), la région du Pacifique et la côte est des États-Unis. Étant donné que le scénario de référence prévoit une hausse considérable des prix par rapport aux niveaux actuels, les producteurs devraient être à même de couvrir les frais d'exportation vers ces nouveaux marchés.

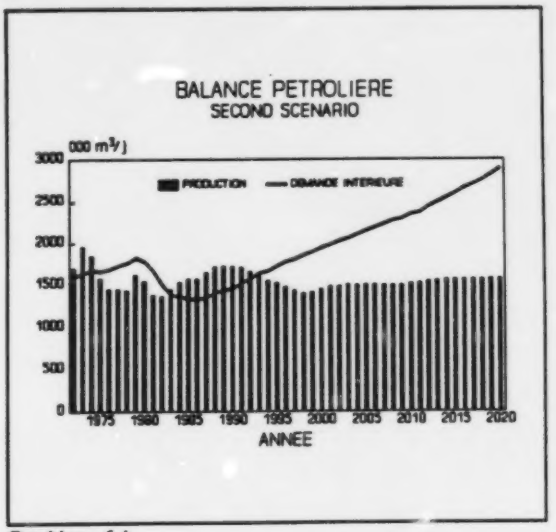
La disponibilité des diluants pourrait poser des obstacles à l'augmentation de l'offre de pétrole brut lourd, notamment le bitume. Toutefois, en raison de l'offre accrue de pentane (provenant de la plus grande production de gaz naturel), de la découverte du gisement de gaz naturel Caroline et de l'offre prévue de 20 milliers de b/j de condensé des régions pionnières du Nord, ce problème n'est pas aussi grave qu'on l'avait prévu précédemment. Étant donné que les producteurs ont déjà commencé à examiner la question et à appliquer des solutions à court terme, la disponibilité des diluants ne devrait pas poser de problèmes graves d'ici au début ou au milieu des années 90. Parmi les solutions à long terme examinées par les producteurs, mentionnons le recyclage des diluants en provenance des états du nord des États-Unis, le pétrole en émulsion aqueuse et la construction d'installations de traitement partiel sur le terrain.

4. Échanges commerciaux de pétrole

Dans le scénario de référence, on s'attend que le Canada demeure un exportateur net de pétrole jusqu'en 2010 (sauf en 1996 et en 1997, alors que de petits volumes d'importation sont exigés). On prévoit alors que les importations nettes augmenteront pour atteindre 470 milliers de b/j (ou 20 % de la demande) d'ici à l'an 2020. Dans le second scénario, on s'attend que le Canada sera un importateur net beaucoup plus tôt, soit en 1993. Il est prévu que les importations nettes seront beaucoup plus élevées en 2020, se chiffrant à 1 330 milliers de b/j (ou 45 % de la demande totale). La dépendance du Canada envers les importations de pétrole léger, lesquelles sont quelque peu masquées par l'exportation des surplus de pétrole lourd, devrait s'accroître pendant la période de projection. On prévoit que les importations de pétrole léger passeront de 90 milliers de b/j environ en 1988 à 1 045 milliers de b/j et à 1 740 milliers de b/j en 2020, d'après le scénario de référence et le second scénario respectivement.



Graphique 6.3



Graphique 6.4

5. Investissements dans le secteur pétrolier et gazier

En élaborant les perspectives du secteur pétrolier et gazier, on a supposé que l'industrie réinvestira 80 % des rentrées nettes de l'année précédente, jusqu'en l'an 2000 pour le scénario de référence, et jusqu'en l'an 2005 pour le second scénario. Pour le reste de la période de projection, le ratio de réinvestissement correspond à 75 % des rentrées nettes de l'année précédente. Les ratios correspondants, fondés sur les rentrées nettes de l'année en cours s'élèvent en moyenne à 74 % et à 72 % respectivement. Ce délai d'une année illustre l'hypothèse selon laquelle les plans de dépenses de l'industrie sont élaborés sur la base des rentrées nettes enregistrées l'année précédente. La légère baisse des ratios de réinvestissement à long terme se fonde sur l'hypothèse suivante : si les coûts augmentent et les prix sont stables, l'industrie pourrait orienter ses dépenses vers de meilleures possibilités d'investissement dans d'autres industries et pays.

Dans le scénario de référence, on suppose que 60 % des dépenses de l'industrie sont dirigées vers le secteur pétrolier et les 40 % qui restent vers le secteur gazier. Dans le second scénario, la part de dépenses du secteur pétrolier s'élève à 55 %, et 45 % des dépenses sont orientées vers le secteur du gaz.

Tableau 6.5

INVESTISSEMENT BRUT EN AMONT - PÉTROLE ET GAZ
Moyenne annuelle
(en milliards de dollars CAN de 1989)

	Scénario de référence	Second scénario
1988-1997	8.3	5.6
1998-2007	11.5	7.9
2008-2017	11.5	9.4
2018-2020	11.5	9.4

Dans le scénario de référence, les investissements annuels dans le secteur du pétrole et du gaz sont évalués à environ 8,3 milliards de dollars (CAN 1989) sur les dix prochaines années, avant d'augmenter à 11,5 milliards de dollars annuellement pour le reste de la période de projection. Dans le second scénario, on prévoit des dépenses annuelles dans le secteur du gaz et du pétrole de l'ordre de 5,6 milliards de dollars (CAN 1989) jusqu'en l'an 2000, moment où elles passeront à 9,4 milliards de dollars (environ 20 % de moins que le niveau atteint dans le scénario de référence).

6. Résumé et conclusion

Les projections des deux scénarios indiquent que l'offre de pétrole sera relativement stable au cours des cinq prochaines années, avant de baisser jusque vers la fin des années 90, pour ensuite reprendre du terrain pour le reste de la période de projection. Les données du scénario de référence indiquent que l'offre de pétrole dépassera le niveau de production actuel de 20 % vers la fin de la période de projection. Dans le second scénario, l'offre de pétrole est 10 % moins importante que la production de 1988.

Les sources synthétiques devraient tenir une place importante au chapitre de l'offre de pétrole au Canada. Dans les deux scénarios de prix, on prévoit que l'offre provenant de sources synthétiques passera de 20 % de la production totale en 1988, à 60 % d'ici la fin de la période de projection. Cependant, on prévoit que la part détenue par le pétrole brut léger ne diminuera que légèrement à long terme, et ce malgré la baisse rapide de l'offre de brut classique léger.

Les principaux projets compris dans ces projections laissent supposer de long délais de démarrage et nécessitent des mises de fonds considérables. Une grande part de risques et d'incertitudes accompagnent généralement ces projets. D'autres hypothèses clés des projections de l'offre de pétrole comprennent le niveau de réinvestissement des fonds autogénérés de l'industrie, les coûts de réserve, le ratio de dépenses du secteur du pétrole et du secteur du gaz, le potentiel de réserve et le niveau de production des projets sur le bitume.

Dans le scénario de référence, on s'attend que le Canada devienne un importateur net de pétrole d'ici à l'an 2010, soit quinze ans plus tard que dans le second scénario. En 2020, les importations nettes devraient représenter 20 % de la demande dans le scénario de référence et 45 % dans le second scénario. Toutefois, on s'attend encore que le Canada soit un grand exportateur de pétrole lourd dans les deux scénarios

VII. CAPACITÉ D'OFFRE ET POTENTIEL D'EXPORTATION DU GAZ NATUREL

1. Introduction

La demande intérieure et les ventes à l'exportation de gaz naturel ont continué à croître en 1988, illustrant les redressements effectués pour répondre au contexte plus orienté vers le marché, à la baisse des prix et à l'accessibilité accrue aux pipelines américains. En 1988, les exportations de gaz vers les États-Unis se sont chiffrées à 1,3 10^{12} de pieds cubes, soit le plus haut niveau de l'histoire, menant à une utilisation de plein rendement du réseau canadien de pipelines pendant les mois de pointe de l'hiver. On prévoit qu'à long terme, les exportations seront encore en progression. Malgré les récentes améliorations de la situation du marché du gaz, il existe encore des surplus considérables de capacité de production au Canada. En fait, à long terme, la capacité de production du Canada devrait suffire à satisfaire les besoins croissants du marché intérieur et du marché des exportations.

2. Ressources en gaz naturel

Comme l'indique le tableau 7.1, la base des ressources en gaz naturel du Canada est énorme.

Tableau 7.1

RÉSERVES ET POTENTIEL DE GAZ NATUREL COMMERCIALISABLE au 31 décembre 1987

	Réserves établies restantes (10^{12} p³)	Potentiel restant* (10^{12} p³)
Régions traditionnelles		
Colombie-Britannique	8.0	s.o.
Alberta	57.7	s.o.
Saskatchewan	2.0	s.o.
Ontario et Est	0.3	s.o.
Territoires du Nord-Ouest	0.4	s.o.
TOTAL	68.4	153
Régions pionnières		
Delta du Mackenzie-Beaufort	5.3	68
Iles et côte est de l'Arctique	11.4	111
Territoires du continent	-	11
Côte Ouest	-	69
Côte Est	-	3
Baie d'Hudson	-	3
	16.7	272
TOTAL DU CANADA	85.1	425

*Comprend les réserves établies restantes.
Sources: Les données sur les réserves établies pour l'Ouest du Canada sont tirées du Rapport annuel (1988) de l'Office National de l'Énergie (ONE) et le potentiel restant provient des données de la Commision Géologique du Canada.

Selon l'ONE, environ 80 % des réserves établies se trouvent dans l'ouest du Canada. Plus de 60 % du potentiel restant se trouve dans les régions pionnières. Toutefois, il serait bon de reconnaître que l'évaluation du potentiel des ressources comporte une bonne part d'incertitudes. Pour ses dernières prévisions, l'ONE a eu recours à l'estimation du potentiel ultime de gaz, qui tient compte des facteurs techniques, de la Commission géologique du Canada. Toutefois, dans ses projections de 1986, l'ONE a utilisé sa propre estimation du potentiel ultime, laquelle était inférieure à celle de la Commission géologique du Canada. Les récents commentaires faits par des représentants de la Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques laissent entendre que les estimations réelles des réserves de gaz du Canada pourraient être beaucoup plus importantes que ne l'indiquent les estimations actuelles.

3. Capacité de production

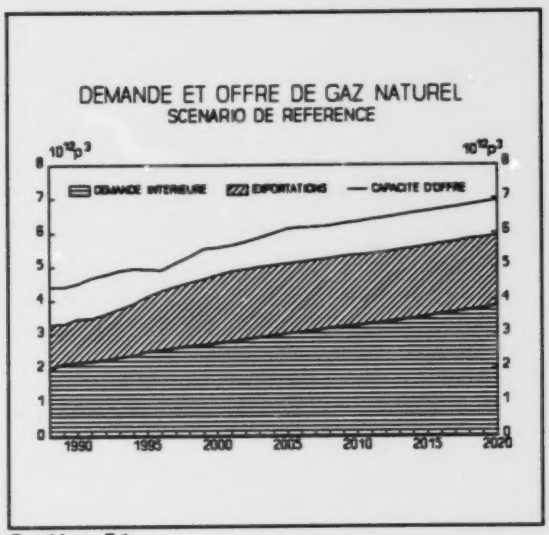
D'après nos projections, la capacité de production de gaz naturel passera de son niveau de 4,5 10^{12}, enregistré en 1988, à environ 6 10^{12} en 2005 et à 7 10^{12} de pieds cubes en 2020 dans le scénario de référence. Dans le second scénario, la capacité de production augmentera, passant de 5 10^{12} de pieds cubes en 2005 à 6 10^{12} en 2020. Les additions aux réserves, nécessaires pour faire les projections de l'offre, s'élèvent à environ 130 10^{12} de pied cubes dans le scénario de référence et à 115 10^{12} dans le second scénario. Pour obtenir ces additions aux réserves, environ 40 % des dépenses de l'industrie pour le pétrole et le gaz seraient nécessaires dans le scénario de référence, et 45 % dans le second scénario (voir tableau 6.5). Dans les deux scénarios, la moyenne annuelle des additions aux réserves pendant la période de projection est légèrement moins élevée que pendant les années 70, période pendant laquelle la combinaison de la demande croissante et du contexte réglementaire incitait fortement à l'exploration et à la mise en valeur des ressources gazières. Pendant cette période, on estime que les forages de gisements de gaz atteignaient un niveau aussi élevé que 70 %.

Tableau 7.2

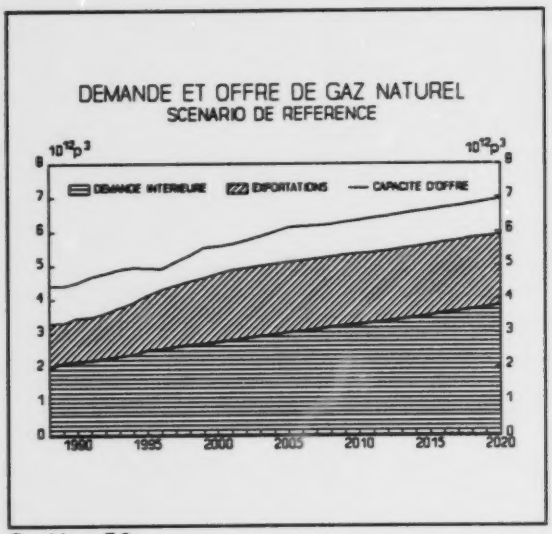
ADDITIONS AUX RÉSERVES DE GAZ NATUREL
Moyenne annuelle
(10^{12} p^3)

	Scénario de référence	Second scénario
1988-1997	3.3	2.5
1998-2007	5.0	4.3
2008-2017	3.8	3.7
2018-2020	3.0	2.8
Total (1988-2020)	130	113.4

Dans le scénario de référence, on suppose que la production dans le delta du Mackenzie débutera en 1997; d'après les projections, le prix au gisement en Alberta se chiffrera alors aux alentours de 2,60 $ le millier de pieds cubes (en dollars de 1989). On présume que le niveau maximal de production de 440 milliards de pieds cubes de cette région devrait être atteint en 1999 et maintenu tout au long de la période de projection (tel qu'indiqué à l'annexe 6). Au-delà de 2005, rien n'indique si les additions aux réserves, nécessaires pour égaler les projections de l'offre, proviendront des régions pionnières ou des régions traditionnelles.



Graphique 7.1



Graphique 7.2

4. Exportations

Il existe de nombreux points de vue divergeants quant aux exportations de gaz naturel canadien vers les États-Unis[7]. D'après les projections de Petro-Canada, les exportations de gaz augmenteront, passant à 1,7 10^{12} de pieds cubes en l'an 2000, tandis que le département de l'Énergie des États-Unis prévoit que les États-Unis importeront 2,3 10^{12} de pieds cubes du Canada (voir le tableau 7.3). Ces points de vue divergeants traduisent une incertitude, non seulement au sujet de la demande américaine de gaz, mais également au sujet des bases de ressources de gaz américaine et canadienne. Selon certaines études, le potentiel de réserve de gaz des États-Unis est de l'ordre de 500 à 600 10^{12} de pieds cubes, offert à des prix inférieurs à 3,00 $ US le millier de pieds cubes. Cependant, on ne sait pas exactement si

[7] Pour l'étude des différents points de vue sur les exigences d'importation de gaz par les États-Unis et le potentiel des réserves de gaz, voir S. Gera, Étude des marchés américains et canadiens du gaz, Direction de l'analyse économique et financière, EMR, décembre, 1988.

ces prix ne sont que des coûts de recherche et de mise en valeur ou s'ils correspondent au prix total de l'offre. Une analyse des études sur les ressources canadiennes en gaz a révélé que les informations sur le prix d'offre ainsi que sur les coûts de recherche et de mise en valeur étaient plutôt modérées et truffées de problèmes de définition.

Tableau 7.3

PROJECTION DE L'EXPORTATION DE GAZ NATUREL*
(10^{12} p^3)

	Petro-Canada	DOE**	EMR	
	Scénario de référence	Scénario de base	Scénario de référence	Second scénario
1990	1.4	1.4	1.3	1.3
2000	1.7	2.3	2.1	1.7
2005	1.6	s.o.	2.1	1.7
2010	1.4	s.o.	2.1	1.7
2020	s.o.	s.o.	2.1	1.7

* Les projections ne sont pas disponibles pour toutes les années (s.o.)
** Département de l'Énergie des États-Unis.

Selon notre évaluation, les exportations de gaz dans les deux scénarios se maintiendraient aux alentours de 1,3 10^{12} de pieds cubes jusqu'en 1990 pour ensuite augmenter pendant la période de projection avec l'expansion du réseau de pipeline canadien. Dans le scénario de référence, on présume que les exportations de gaz augmenteront à 2,1 10^{12} d'ici à l'an 2000, et qu'elles demeureront stables pendant le reste de la période de projection. Dans le second scénario, les projections indiquent que la croissance des exportations subira un ralentissement, leur niveau se chiffrant à 1,7 10^{12} de pieds cubes d'ici à l'an 2000, et qu'elles demeureront à ce niveau pendant le reste de la période de projection.

La croissance des exportations à moyen terme est provoquée tant par la demande croissante des États-Unis que par la disponibilité de gaz canadien offert à un prix relativement faible. A long terme, à mesure que les prix augmenteront, l'offre serait accrue pour répondre à la demande totale. Dans le scénario de référence, on constate une capacité d'offre excédentaire d'environ 500 milliards de pieds cubes pendant la période de projection. Dans le second scénario, il n'y a plus de capacité excédentaire d'ici à l'an 2000. Cette situation a pour effet de hausser le prix du gaz beaucoup plus rapidement que le prix du pétrole, de sorte que l'équilibre entre l'offre et la demande se maintient.

5. Conclusion

On prévoit que l'offre en gaz suffira à répondre aux exigences intérieures et d'exportation accrues tant dans le scénario de référence que dans le second scénario.

A long terme, la demande totale en gaz est presque identique dans les deux scénarios de prix. Dans le scénario de référence, on constate une capacité excédentaire, tandis que dans

le second scénario, la capacité d'offre totale suffit seulement à combler la demande à long terme. L'incertitude qui entoure les ressources canadiennes de gaz semblent tenir plutôt à la production qu'à la distribution.

VIII. PUISSANCE ET ÉNERGIE ÉLECTRIQUES

1. Introduction

Nous avons utilisé un modèle intégré de l'offre et de la demande pour faire des projections sur la puissance, la production et les prix de l'électricité. Les estimations de la demande d'IFSD sont utilisées dans le modèle d'approvisionnement en électricité UGENEX (Utility Generation Expansion Model) pour déterminer le moment où chaque projet devrait être mis en oeuvre en vue de répondre aux besoins en électricité. Le profil de ces projets, du point de vue de la taille et du genre, a été précisé sur la base des plans de développement des entreprises publiques de production d'électricité du Canada.

Les prévisions sur la puissance nécessaire constituent la base de prévision des coûts en capital et d'exploitation, des besoins en revenus et du prix de l'électricité. Plusieurs hypothèses de base sur l'inflation, les taux d'intérêt et les objectifs financiers des entreprises publiques d'électricité (par exemple, le ratio d'endettement) ont été formulées. Étant donnée l'incidence des prix sur la demande en électricité, la simulation de UGENEX-IFSD est répétée jusqu'à ce que les résultats des deux modèles convergent.

2. Situation actuelle

Actuellement, la puissance offerte par les entreprises de production d'électricité dépasse largement les besoins dans certaines régions du Canada (24 % au niveau national en 1987). Récemment, les entreprises ont augmenté leur puissance parce qu'elles prévoyaient que la demande continuerait de croître aussi rapidement qu'au cours des années 60 et au début des années 70, ce qui n'a pas été le cas.

Depuis les années 70, les exportations vers les États-Unis ont représenté une part croissante de la production canadienne d'électricité. Il ne semble pas que cette situation se poursuivra encore longtemps; on a constaté des réductions importantes des volumes d'électricité exportés au cours des dernières années, tandis que la demande intérieure s'est affermie. Pour l'ensemble du Canada, les volumes nets d'exportation étaient à la baisse; en 1988, ils s'élevaient à 28 000 GWh par rapport à 40 000 GWh en 1985.

La production totale d'électricité au Canada s'est accrue en moyenne de 4,3 % par année au cours des cinq années précédant 1988, mais a enregistré une augmentation de 1,4 % seulement en 1988. Les modes de production d'électricité varient d'une province à l'autre et donnent un aperçu des ressources qui y sont disponibles. L'hydro-électricité demeure le principal mode de production au Canada (bien que la part qu'elle détient ait diminué), accaparant 63 % du total de la production d'énergie électrique en 1988. L'énergie nucléaire représentait pour sa part 47 % de l'énergie électrique en Ontario et 34 % au Nouveau-Brunswick. Le pétrole et le gaz représentent une très petite part, en régression, du total de la production d'énergie électrique.

3. Hypothèses

Environnement

Dans l'avenir, les entreprises publiques de production d'électricité devront traiter des questions d'ordre écologique. Par exemple, ces entreprises produisent des quantités importantes de gaz carbonique. Les préoccupations en matière d'environnement ont été comprises jusqu'à un certain point dans les prévisions sur l'offre d'électricité : les projections sur la production des centrales thermiques au charbon ont été révisées à la baisse par rapport au niveau de l'an dernier. Ontario Hydro prévoit dépenser plus d'un milliard de dollars dans les années 90 pour l'installation de matériel servant à réduire les émissions d'anhydride sulfureux des centrales thermiques au charbon et pour l'achat de plus grandes quantités de charbon à faible teneur en soufre du Canada. Ces coûts sont compris dans nos données. Les normes ou les objectifs en matière d'émissions pourraient avoir des incidences majeures sur les coûts de production d'électricité.

Gestion de la demande

Le coût élevé des nouvelles centrales et les contraintes environnementales ont amené les entreprises publiques de production d'électricité à intensifier leurs activités de gestion de la demande (GD) et de production indépendante d'électricité (PIE). Ontario Hydro prévoit que ces activités entraîneront des économies de production équivalant à quelque 5500 MW d'ici à l'an 2000, desquelles 4500 MW proviendront d'activités de GD, notamment de transfert de charge, d'écrêtage et d'économie stratégique. Pour de plus amples précisions sur les principaux programmes de GD et de PIE des entreprises publiques de production d'électricité, EMR met à la disposition des personnes intéressées une publication intitulée Gestion axée sur la demande au Canada (1989). Pour justifier la présence des programmes de GD dans ces prévisions, nous avons émis l'hypothèse d'une augmentation des facteurs de marche correspondant à l'impact estimé par les entreprises.

Production indépendante

On suppose que le cycle combiné du gaz contribuera légèrement à la production supplémentaire d'électricité puisque les deux principaux consommateurs, soit l'Ontario et le Québec, ne se situent pas à proximité des champs de gaz naturel, ce qui laisse supposer des coûts de transport et d'exploitation élevés. On prévoit également que la centrale thermique alimentée au gaz de Hearn (1000 MW), en Ontario, sera remise en fonction vers le milieu des années 90 et exploitée par un producteur indépendant. (Voir l'annexe A pour les hypothèses sur les projets de production d'électricité).

Exportations d'électricité

Notre modèle divise les exportations en deux catégories, soit les exportations de puissance ou d'énergie ferme et les exportations d'énergie excédentaire. Comme ce dernier type d'exportation est déterminé de façon endogène dans le modèle, les hypothèses ne sont nécessaires que pour les volumes fermes d'exportation. Comme nous l'avons vu précédemment, les volumes d'exportation d'énergie excédentaire devraient être à la baisse au cours des années 90 en raison de la diminution des excédents. On suppose que les volumes fermes d'exportation augmenteront jusqu'à l'an 2000, accaparant une plus grande part du total des exportations. Par la suite, avec la fin des contrats, on prévoit que ces volumes diminueront de façon graduelle.

Pour les vingt prochaines années, l'évolution des échanges commerciaux d'électricité dépendra du règlement d'un certain nombre de problèmes importants, comme la construction de centrales de production aux États-Unis et d'installations de transport d'électricité adéquates au Canada. En raison de la longue durée nécessaire à la construction de nouvelles centrales nucléaires et de centrales thermiques au charbon, on s'attend que pendant les années 90, les ressources locales de certaines régions des États-Unis n'arriveront pas à suffire à la demande. Des possibilités comme la technologie du cycle combiné, dont le délai de construction est plus court, ne constituent pas de bonnes sources d'économie pour certaines régions (comme le nord-est des États-Unis), parce que les sources d'approvisionnement en gaz sont éloignées et que le prix du gaz sera vraisemblablement à la hausse au cours de la prochaine décennie.

Cette situation offrira de bons débouchés au Canada. Les entrepreneurs publics de production d'électricité qui peuvent profiter de ressources hydro-électriques à bon marché, comme Hydro-Québec, Manitoba Hydro et BC Hydro représentent des exportateurs canadiens éventuels. Toutefois, on prévoit une augmentation limitée des exportations d'électricité en raison des contraintes imposées par la réglementation aux États-Unis et au Canada, du manque d'installations de transport d'électricité, des considérations contractuelles et d'autres de fiabilité technique et du peu de possibilités de voir surgir une planification coordonnée entre les entreprises canadiennes et américaines.

4. Résultats

Puissance

On prévoit que la puissance électrique[8] disponible sur la période de projection s'accroîtra à un taux annuel moyen de 2,3 % dans le scénario de référence et de 2,5 % dans le second scénario. Cependant, en raison des excédents actuels, on prévoit que de 1988 à 1995, la puissance n'augmentera qu'à un taux annuel moyen de 1,9 %. Jusqu'en 2005, la plus forte augmentation proviendra de l'hydro-électricité et en deuxième lieu, de l'énergie nucléaire. La puissance des centrales thermiques alimentées au charbon s'accroîtra à un rythme modéré pendant toute la période (tableau 8.2). Par rapport à 1988, le besoin du Canada en puissance supplémentaire en 2005 sera de 50 % supérieur, et il doublera encore d'ici à l'an 2020.

La part du marché détenue par l'énergie nucléaire demeurera aux alentours de 12 % jusqu'en 2002, au moment où la centrale de Darlington, en Ontario, sera achevée; on prévoit que Lepreau II entrera en service en 1998. Compte tenu de la durée d'environ 12 ans nécessaire pour la mise en service d'une centrale nucléaire, aucune autre centrale nucléaire ne pourra être exploitée en Ontario auparavant.

Bien que l'hydro-électricité soit normalement le mode de production dont les coûts sont les moins élevés, et que cette tendance se maintiendra vraisemblablement, le potentiel de développement hydro-électrique sera épuisé un jour. Ainsi, chaque province devra faire un choix entre les centrales thermiques au charbon et les centrales nucléaires. Ces deux possibilités provoquent diverses préoccupations, mais il a été prouvé que l'option nucléaire est moins chère et beaucoup moins dommageable pour l'environnement. Dans son rapport rendu public l'année dernière[9], le Comité consultatif de la confluence énergétique a conclu que l'option nucléaire devrait être retenue comme élément de la composition énergétique du Canada parce qu'elle représente une source fiable d'énergie, disponible à un coût relativement prévisible et stable, et comporte un plus grand nombre d'avantages que le charbon, du point de vue de l'environnement.

Ainsi, on suppose que la production d'énergie nucléaire est l'option à long terme qui obtient la faveur de l'Ontario, du Québec, de Terre-Neuve, du Nouveau-Brunswick, du Manitoba et de la Saskatchewan. On prévoit que l'augmentation de la puissance nucléaire entre 1988 et 2020 s'élèvera à 32 GW (l'équivalent de 36 unités de la taille de celles de la centrale de

---

[8] En supposant de plus grandes améliorations de l'efficacité énergétique, les projections en matière de capacité de production des entreprises publiques de production d'électricité sont inférieures à celles d'EMR. Bien que des données historiques appuient le point de vue d'EMR, les projections sur l'efficacité énergétique comportent d'importants points d'incertitude.

[9] Les Canadiens et l'énergie au seuil du XXI[e] siècle

Darlington, laquelle comprend 4 unités). D'ici à l'an 2020, les ressources hydro-électriques de la Colombie-Britannique, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon suffiront encore pour répondre à la demande supplémentaire.

Tableau 8.1

PUISSANCE TOTALE DISPONIBLE
part en %

	Hydro	Nucléaire	Charbon	Autres	Total (GW)
Scénario de référence					
1988	59	12	16	13	109.1
1995	57	12	16	15	124.6
2005	60	11	16	13	163.9
2020	52	20	17	11	225.5
Second scénario					
1988	59	12	16	13	109.1
1995	57	12	16	15	124.2
2005	60	12	15	13	166.9
2020	50	22	17	11	238.0

Tableau 8.2

PUISSANCE DISPONIBLE
principales provinces
(en MW)

Scénario de référence

	Hydro	Nucléaire	Charbon	Autres	Total
Ontario					
1988	8 461	10 526	10 420	4 436	33 843
2005	11 380	16 300	11 923	5 972	45 575
2020	11 380	31 050	16 423	5 972	64 825
Québec					
1988	30 254	685	0	3 159	31 098
2005	51 281	685	0	2 515	54 481
2020	59 452	9 185	0	5 190	73 827
Colombie-Britanique					
1988	12 903	0	0	2 578	15 481
2005	13 203	0	2 120	4 645	19 968
2020	22 683	0	2 120	2 803	27 606
Alberta					
1988	780	0	4 465	2 326	7 571
2005	2 458	0	6 972	3 350	12 780
2020	3 529	0	12 222	3 850	19 601

Production d'électricité

Nous prévoyons qu'entre 1988 et 2020, la demande canadienne en électricité augmentera de 2,7 % l'an dans le scénario de référence, et de 3,0 % dans le second scénario. Cette hausse est légèrement plus élevée que les estimations de l'an dernier; la croissance économique supérieure aux prévisions des dernières années a incité les entreprises publiques canadiennes de production d'électricité à revoir à la hausse leurs projections sur la demande d'électricité. Par exemple, selon son plan de développement de 1988, Hydro-Québec prévoit maintenant une forte croissance de la demande, et BC Hydro se prépare à augmenter sa puissance au début des années 90. L'année dernière, Ontario Hydro a également revu les estimations sur la croissance de la demande à court terme.

En raison de la puissance excédentaire actuelle, la production d'énergie électrique augmentera plus rapidement que la puissance au cours des prochaines années. On prévoit que la production d'électricité dans des centrales thermiques alimentées au charbon augmentera dans les années 90; l'Ontario intensifiera l'utilisation de ses centrales au charbon pour répondre à la demande croissante et pour combler le délai précédent la mise en service des nouvelles centrales nucléaires. En raison d'une augmentation prévue de la demande intérieure à court terme et du fait qu'avant 1992, les projets de construction visent à satisfaire la demande enregistrée dans les périodes de pointe, Hydro-Québec pourrait se voir forcée, en 1993, d'acheter de l'électricité de producteurs indépendants, des provinces voisines ou de racheter ses contrats fermes.

Tableau 8.3

PRODUCTION TOTALE D'ÉLECTRICITÉ
part en %

	Hydro	Nucléaire	Charbon	Autres	Total (Twh)
Scénario de référence					
1988	63	16	18	3	484.9
1995	58	18	17	7	602.5
2005	59	15	19	7	811.4
2020	53	27	16	4	1137.0

Au cours des prochaines années, les excédents actuels d'électricité seront en baisse à cause d'une expansion moins rapide de la puissance, des exportations et d'une demande intérieure accrue en raison d'une forte croissance économique. Ainsi, on prévoit que la puissance excédentaire tombera de 40 % en 1987 à environ 33 % en 1990, et à moins de 22 % après 2005 (tableau 8.4).

Tableau 8.4

PUISSANCE EXCÉDENTAIRE EN 1987
(en %)

	Marge de réserve observée	Marge de réserve requise	Puissance excédentaire nette
Terre-Neuve	30	12	18
Ile-du-Prince-Édouard	47	15	32
Nouvelle-Écosse	61	20	41
Nouveau-Brunswick	54	17	37
Québec	26	10	16
Ontario	49*	23	28
Manitoba	28	12	16
Saskatchewan	26	11	15
Alberta	29	22	7
Colombie-Britannique	24	18	6
Canada	40	16	24

* La puissance comprend les exploitations existantes mais non exploitées.

5. Conclusion

La capacité de production d'énergie électrique au Canada devrait s'accroître de 50 % jusqu'en 2005, et devrait doubler ce taux d'ici à l'an 2020. D'après nos projections sur la part de puissance installée des divers modes de production, la puissance des centrales thermiques au charbon devrait tomber légèrement d'ici à l'an 2005 et se stabiliser par la suite. La part de puissance détenue par l'hydro-électricité devrait atteindre un sommet de 58 % d'ici à l'an 2005 (scénario de référence), et chuter à 50 % en 2020, alors que son potentiel économique sera complètement exploité. La croissance des autres modes de production augmente brusquement. La part détenue par l'énergie nucléaire devrait être relativement stable jusqu'en 2005 (de 11 à 12 %), mais s'accroître pour atteindre 20 % d'ici à l'an 2020.

IX. PRODUCTION ET ÉCHANGES COMMERCIAUX DE CHARBON

1. Introduction

Les projections de la demande en charbon ont été élaborées à l'aide du modèle IFSD. Les estimations sur la production ont alors été tirées sur la base des projections de la demande intérieure et des exportations. Les estimations des exportations et des importations de charbon proviennent d'informations fournies par la division du charbon et du fer d'EMR.

2. Réserves

Les réserves connues de charbon du Canada sont considérables. Selon les plus récentes estimations, la partie de ces réserves considérée comme exploitable équivaut à 6578 mégatonnes, soit plus de cent fois la production actuelle d'une année. Plus de 93 % de ces réserves se trouvent dans les provinces de l'Ouest.

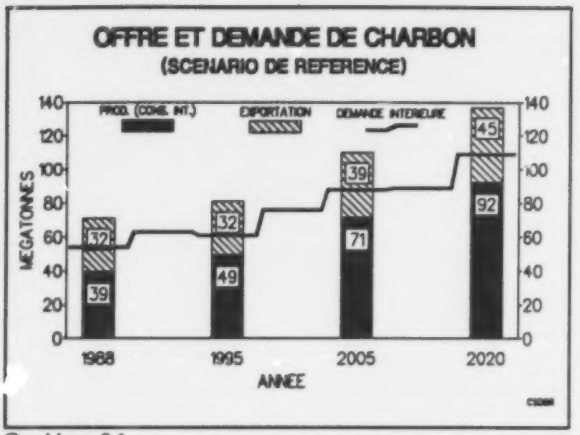
3. Production

La production canadienne de charbon répond principalement à la demande de deux marchés : la demande en charbon thermique pour les centrales alimentées au charbon du pays et la demande internationale en charbon métallurgique (nécessaire aux métallurgistes japonais et à ceux des pays côtiers du Pacifique). En tonnage, les exportations de charbon métallurgique, combinées avec de petits volumes de charbon thermique pour l'exportation, représentent 45 % de la production. Toutefois, la valeur en dollars de ces exportations correspond à 65 % de la production.

En raison des coûts de transport élevés vers le centre du Canada, l'Ontario comble près de 80 % de ses besoins en charbon par des importations auprès des États-Unis. Pratiquement tout le charbon nécessaire aux métallurgistes ontariens, et près des deux tiers du charbon nécessaire à Ontario Hydro proviennent des États-Unis. Il convient cependant de noter qu'au cours des dernières années, Ontario Hydro a augmenté ses achats de charbon à faible teneur en soufre de l'ouest du Canada dans le but de réduire les émissions acides. On prévoit que la croissance de la production de charbon sera stable, se chiffrant à un taux annuel moyen de 2,6 % de 1988 à 2005 dans le scénario de référence, et de 2,7 % dans le second scénario. Après 2005, ces taux de croissance devraient chuter aux environs de 1,5 %. En 2020, les projections sur la production de charbon indiquent qu'elle devrait représenter environ le double du niveau actuel (graphique 9.1). L'augmentation de la production devrait être plus élevée dans l'ouest du Canada que dans l'Est.

4. Demande

Des incertitudes quant à la demande intérieure et aux perspectives d'exportation se font sentir. Les plans de développement d'Ontario Hydro après 1992 et les préoccupations d'ordre écologique sont les principaux facteurs qui ont une incidence sur la demande intérieure de charbon. On prévoit que les besoins en charbon pour la production d'électricité en Ontario diminueront au cours des prochaines années, alors que les nouvelles centrales nucléaires, actuellement en construction, entreront en service. Ontario Hydro n'a toutefois pas annoncé le contenu de son plan de développement après l'achèvement de la centrale nucléaire de Darlington, prévu pour 1992.



Graphique 9.1

En se basant sur la demande d'électricité prévue en Ontario, des installations de production supplémentaires pourraient être nécessaires avant l'an 2000. En raison du long délai de démarrage dû à la construction, il est déjà trop tard pour espérer répondre à cette demande au moyen d'une centrale nucléaire avant l'an 2002. On croit qu'une grande part de la croissance de la demande d'électricité du milieu à la fin des années 90 sera satisfaite grâce à une utilisation plus intensive des centrales au charbon existantes et à la remise en service de centrales au charbon qu'on avait fermées, et qu'il faudra équiper de dispositifs plus efficaces de réduction des émissions polluantes.

Après l'an 2000, il est probable que l'Ontario intensifiera son utilisation de centrales nucléaires pour des raisons d'ordre écologique, notamment des lois limitant les émissions acides et les incidences du gaz carbonique et des combustibles fossiles sur la planète. Néanmoins, Ontario Hydro continuera à utiliser une part importante de charbon pour sa production énergétique afin d'assurer la diversité de l'offre et d'avoir la souplesse nécessaire pour répondre aux fluctuations de la demande. En Alberta, en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse, on présume que le charbon conservera son titre de principal mode de production d'électricité (actuellement entre 70 et 90 %). Dans le second cas, la demande en charbon n'est pas particulièrement sensible à la croissance économique.

5. Exportations

Au cours des dernières années, l'industrie du charbon du monde entier, y compris du Canada, a augmenté sa capacité de façon considérable. Conjuguée avec la demande mondiale maintenant stable en charbon métallurgique, cette augmentation a donné lieu à une concurrence intense parmi les exportateurs de charbon. Les exportateurs canadiens sont confrontés à des

coûts de transport relativement élevés (en raison du long voyage par train pour arriver aux côtes), et la valeur du dollar canadien a augmenté au cours des dernières années.

On prévoit que la croissance à venir de la demande en houille maigre offrira certains débouchés aux exportateurs canadiens. On s'attend que les producteurs nationaux conservent leur rang dans les marchés internationaux du charbon métallurgique, marchés dont la croissance est moins rapide. D'après les projections, les exportations de charbon s'accroîtront à un taux annuel moyen modéré de 1,2 %, les portant à 39 mégatonnes d'ici à l'an 2005. Par la suite, les exportations augmenteront à un taux annuel moyen de 1 %, atteignant 45 mégatonnes d'ici à l'an 2020. Ces taux de croissance sont de beaucoup inférieurs au taux annuel de 8,5 % enregistré au cours des dix dernières années.

6. Conclusion

L'aperçu de la demande en charbon du Canada dépend d'un nombre de facteurs importants. Ces derniers comprennent les plans de développement d'Ontario Hydro après 1992, les préoccupations en matière d'environnement et la concurrence des producteurs de charbon sur les marchés internationaux. Malgré ces incertitudes, on prévoit que la production de charbon augmentera à un taux annuel moyen de 2,1 % entre 1988 et 2020.

X. RÉPERCUSSIONS SUR L'ENVIRONNEMENT

La principale conclusion à tirer du présent rapport est qu'en dépit du ralentissement économique et de la croissance démographique, la consommation d'énergie continuera à croître rapidement. En effet, d'ici à la fin de notre période de projection, la quantité d'énergie primaire consommée représentera presque le double du niveau de consommation de 1988. Bien que le taux d'augmentation de la consommation de pétrole soit inférieur au niveau total de consommation d'énergie, on utilisera 72 % plus de pétrole en 2020 qu'en 1988.

Cette situation soulève des questions; on se demande si cette croissance peut se poursuivre sans être contrôlée, et quelles répercussions politiques sont associées à ce taux de croissance. En plus des problèmes d'approvisionnement et de distribution, il existe de graves préoccupations en matière d'environnement. Récemment, ces préoccupations ont attiré l'attention des Canadiens, et des pressions sont exercées sur les décideurs pour qu'ils trouvent rapidement des solutions aux problèmes liés à l'environnement.

L'effet de serre, causé par les émissions de gaz carbonique provenant en grande partie de la combustion d'énergie, constitue une des principales questions environnementales. Selon une estimation approximative du ministère de l'Énergie de l'Ontario, les émissions produites par la consommation d'énergie se composent principalement de gaz carbonique, et ce dernier représente 98,5 % du total des émissions par le poids. Parmi les sources énergétiques, le pétrole représentait près de la moitié des émissions de gaz carbonique produites par la combustion d'énergie en 1987, et le gaz naturel et le charbon représentaient chacun environ 25 %. Le charbon est de loin le combustible le plus carbonique, suivi par les produits du pétrole et le gaz naturel, en se basant sur leur utilisation.

Sur une base sectorielle, les transports et les entreprises publiques de production d'électricité sont les principales sources d'émissions de gaz carbonique, produisant de façon respective 27 % et 22 % du total. Les secteurs résidentiel et commercial combinés produisent environ 20 % des émissions, tandis que le secteur industriel est responsable d'une proportion d'environ 30 %.

Les schémas sur les autres gaz diffèrent légèrement de celui du gaz carbonique. Les véhicules motorisés produisent près de la moitié des émissions de monoxide de carbone et d'autres composés organiques volatiles (COV). Les centrales thermiques constituent la principale source de pollution à l'oxyde de soufre et à l'oxyde d'azote. Le secteur résidentiel est la plus grande source simple d'émissions de méthane. Malgré ces variations, le schéma global est sensiblement le même pour tous les gaz; la combustion des combustibles fossiles, laquelle produit tous ces gaz, explique cette situation. Inversement, des mesures qui viseraient à réduire les émissions d'un de ces gaz pourraient réduire les émissions de tous ces gaz.

Des discussions ont déjà cours en vue de réduire les émissions de CO_2. Récemment, à l'occasion d'une conférence scientifique à Toronto sur les changements climatologiques, l'objectif global de départ visant à réduire les émissions de CO_2 de 20 % par rapport au niveau de 1988 d'ici à l'an 2005 a fait l'objet d'une proposition. En proportion, cela signifie que la consommation primaire de combustibles fossiles doit être réduite de 50 %, ce qui est énorme. Par exemple, pour atteindre l'objectif de réduction du CO_2 de 20 %, (en supposant que le niveau d'émissions n'augmente pas en raison de l'utilisation accrue d'énergie entre 1988 et 2005), il faudrait remplacer pratiquement tout le charbon, ou la moitié de tous les produits du pétrole, ou tous les combustible fossiles utilisés par les secteurs commercial et résidentiel, ou tous les combustibles automobiles, par une source énergétique qui ne produit pas de CO_2.

Il est possible de réduire les émissions de gaz par des améliorations au chapitre du rendement de l'énergie et par la recherche-développement, ou par le remplacement des combustibles charbonneux par des combustibles moins charbonneux. Toutes ces mesures nécessiteraient une coopération internationale; les politiques et les programmes entrepris seulement par le Canada pourraient avoir des conséquences sur la concurrence que nous exerçons au niveau international.

L'objectif du présent aperçu n'est pas de faire des prédictions sur les décisions qui seront prises. Toutefois, sans tenir compte de la composition politique choisie, nous pouvons nous attendre à un certain abandon du charbon et du brut lourd au profit de l'électricité et d'autres formes d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire et la biomasse. Au même moment, il faut mentionner qu'une réduction de l'utilisation de combustibles plus polluants n'est pas possible sans une augmentation parallèle et planifiée de la production des combustibles moins polluants. A ce stade, les deux formes d'énergie les plus susceptibles de remplacer les combustibles charbonneux sont l'hydro-électricité et l'énergie nucléaire. La part de l'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel atteindra en moyenne 46 % en 1990 et se glissera lentement vers le haut, atteignant 51 % d'ici à l'an 2020. La concentration régionale de l'utilisation de l'électricité est élevée, de sorte qu'il y a une place énorme pour une utilisation accrue d'électricité dans certaines provinces, si l'on ne tient pas compte des problèmes de distribution. Parmi les mesures qui pourraient facilement être mises en oeuvre dans les secteurs résidentiel et commercial, mentionnons les normes de construction plus élevées. Afin de favoriser l'économie d'énergie, l'Ontario et la Colombie-Britannique ont déjà mis en oeuvre des programmes de gestion axée sur la demande visant à retarder les additions à la capacité. On semble aussi constater l'amorce d'un mouvement vers une utilisation accrue de l'énergie solaire et de systèmes de récupération de chaleur et de stockage de la chaleur.

Quoi qu'il en soit, on ne peut garantir que le Canada sera en mesure d'emprunter rapidement la voie de l'électricité. Le potentiel hydro-électrique est en voie d'atteindre un sommet au Québec, le plus grand producteur du pays, et le marché interne de la province est près du point de saturation. Il semble que le reste du pays dépendra de plus en plus de l'énergie

nucléaire; cependant, il reste à en convaincre plusieurs que les bénéfices peuvent dépasser les risques.

Compte tenu des obstacles au développement de formes d'énergie plus propre, des long délais d'exécution nécessaires et des pressions exercées par la population en vue d'obtenir des résultats rapides, il est probable qu'une vaste stratégie sur le rendement de l'énergie sera mise en oeuvre. Dans ce cas, les rajustements à la demande se produiraient plus rapidement. Ainsi, tous les secteurs seraient touchés, le secteur des transports étant celui qui pourrait l'être le plus.

Sans tenir compte des événements qui ont lieu dans le pays, les choix faits par les États-Unis auront une influence déterminante sur les marchés énergétiques canadiens. La forte opposition de la population américaine à l'énergie nucléaire réduit considérablement les possibilités de remplacement aux États-Unis et signifie probablement que la période de dépendance envers les combustibles fossiles charbonneux sera plus longue que prévu. Par conséquent, le choix des différents instruments dans les deux pays pourrait créer certains déséquilibres sur le marché énergétique nord-américain.

La question environmentale concerne tous les pays. Ainsi, le Canada fait partie du Groupe intergouvernemental d'évolution du climat qui a pour mandat de rédiger une convention internationale sur les changements climatiques. On souhaite pouvoir ratifier cette convention lors de la Conférence mondiale sur l'environnement et le développement en 1992.

ANNEXE A : HYPOTHÈSES CONCERNANT L'OFFRE

HYPOTHÈSES DE BASE CONCERNANT L'OFFRE DE PÉTROLE ET DE GAZ

Scénario de référence

• Ratio de réinvestissement de 80 % des rentrées nettes de l'année précédente jusqu'en l'an 2000, et 75 % pour le reste de la période de projection. Les ratios correspondants fondés sur les rentrées nettes de l'année en cours s'établissent en moyenne à 74 % et 72 % respectivement.

• La part des dépenses du pétrole dans les activités traditionnelles est en baisse, tombant de 65 % en 1988 à aussi peu que 55 % au milieu des années 90, avant de remonter la pente et revenir au niveau actuel d'ici à la fin de la période de projection. Dans l'ensemble, la part des dépenses du pétrole atteint en moyenne 60 % pour la période de projection.

• Le coût des réserves de pétrole est de 8,75 $ le baril (en dollars de 1989) et le coût des réserves de gaz est de 0,75 $ le millier de pieds cubes. Les coûts d'exploration et de mise en valeur demeurent stables en termes réels jusqu'en 1993, avant d'augmenter de 2 % pour le reste de la période de projection.

Second scénario

• Ratio de réinvestissement de 80 % des rentrées nettes de l'année précédente jusqu'en l'an 2005, et 75 % pour le reste de la période de projection. Les ratios correspondants fondés sur les rentrées nettes de l'année en cours s'établissent en moyenne à 74 % et 72 % respectivement.

• La part des dépenses du pétrole dans les activités traditionnelles est en baisse, tombant de 65 % en 1988 à aussi peu que 45 % au milieu des années 90, avant de remonter la pente et revenir au niveau actuel d'ici à la fin de la période de projection. Dans l'ensemble, la part du pétrole atteint en moyenne 55 % pour la période de projection.

• Le coût des réserves de pétrole est de 8,75 $ le baril (en dollars de 1989) et le coût des réserves de gaz est de 0,75 $ le millier de pieds cubes. Les coûts d'exploration et de mise en valeur demeurent stables en termes réels jusqu'en 2000, avant d'augmenter de 2 % pour le reste de la période de projection.

HYPOTHESE CONCERNANT LA PRODUCTION DE PÉTROLE NON-CLASSIQUE

Scénario de référence	Second scénario
Côte Est	
• Début de la production en 1996. Production maximale de 150 milliers de b/j en 1999.	• Début de la production en 1998. Production maximale de 150 milliers de b/j en 2002.
- Début de la production à Hibernia en 1996. Production maximale de 110 milliers de b/j en 1998.	- Début de la production à Hibernia en 1998. Production maximale de 110 milliers de b/j en 2000.
- Début de la production à Terra Nova en 1998. Production maximale en 1999.	- Début de la production à Terra Nova en 2001. Production maximale en 2002.
Beaufort	
• Gaz - - Début de la production en 1997. Production maximale de 440 milliards de pieds cubes en 1999.	• Gaz - - Production nulle.
• Pétrole - - Début de la production en l'an 2000. Production maximale de 200 milliers de b/j en 2002.	• Pétrole - - Production nulle.
Installations de type minières	
• Existante - Production de 20 milliers de b/j à la Suncor, démarrage en 1993.	• Existante - Production de 20 milliers de b/j à la Suncor, démarrage en 1995.
• Nouvelles installations/expansions majeures - Deux usines d'une capacité de 70 milliers de b/j, démarrage prévu pour 1998 et 2002.	• Nouvelles installations/expansions majeures - Une usine d'une capacité de 70 milliers de b/j, démarrage prévu pour 2002.
Nouvelles usines de valorisation	
• Démarrage d'une nouvelle unité prévu pour 1993.	• Démarrage d'une nouvelle unité prévu pour 1993.

Production de bitume (en milliers de b/j)

1998	130	130
2000	305	206
2005	352	243
2010	406	308
2020	503	428

Les projets amorcés suivants ont été compris dans le modèle d'offre d'électricité UGENEX :

Province	Nom du projet	Taille (MW)	Type*	Date de commande
Terre-Neuve	Holyrood	25	P	1988
	Paradise River	8	H1	1988
	Holyrood	25	P	1989
Nouvelle-Écosse	Trenton	150	C	1991
	New Coal A	150	C	1993
Québec	Manic 5 PA	1056	H2	1989
	La Grande 2A	1900	H2	1991-1992
	La Grande 1	1310	H1	1993-1994
	Laforge 1	820	H1	1995
	Brisay	380	H1	1995
Ontario	Darlington No. 1	881	N	1990
	Darlington No. 2	881	N	1989
	Darlington No. 3	881	N	1991
	Darlington No. 4	881	N	1992
Manitoba	Limestone Unit 1	256	H1	1990
	Limestone Unit 2	640	H1	1991
	Limestone Unit 3	384	H1	1992
Saskatchewan	Gas Turbine	50	TG	1990
	Gas Turbine	50	TG	1990
	Gas Turbine	50	TG	1991
	Shand	300	C	1992
	Estivan	65	C	1992
Alberta	Genesee 2	406	C	1989
	Sheerness No. 2	380	C	1990
	Genesee 1	406	C	1991

* Les symboles utilisés sont les suivants:

P - Pétrole
C - Charbon
N - Nucléaire
H1 - Hydro-électricité, pointe
H2 - Hydro-électricité base
TG - Turbine à Gaz

ANNEXE B : TABLEAUX POUR LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE

B.1 Hypothèses macro-économiques
B.2 Prix mondiaux et intérieurs du pétrole brut
B.3 Prix du gaz naturel sur les marchés intérieur et d'exportation
B.4 Détermination du prix de l'électricité
B.5 Tableau comparatif des prix des combustibles par secteur
B.6 Offre et demande de pétrole
B.7 Offre et demande de gaz naturel et de gaz de pétrole liquéfiés
B.8 Offre et demande d'électricité
B.9 Sommaire des résultats - Demande d'énergie

TABLEAU B.1: HYPOTHESES MACROECONOMIQUES REGION: CANADA

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRODUIT INTERIEUR REEL (EN $ CONSTANTS DE 1981)										
RDPC	PIR - TOTAL	379.24	394.62	404.08	410.15	425.33	464.21	522.64	592.47	664.33	829.89
RDPAGC	- AGRICULTURE	11.48	10.59	11.59	11.88	12.74	13.51	14.98	16.68	18.46	22.50
RDPINC	- INDUSTRIE	125.26	132.78	135.25	136.71	142.45	158.38	182.80	213.46	245.30	320.18
RDPIRC	- FER ET ACIER	1.42	1.53	1.56	1.56	1.63	1.81	2.11	2.46	2.84	3.74
RDPCPC	- COMM. ET ADM. PUB	200.33	208.10	213.70	217.33	221.46	241.04	267.96	297.88	323.60	381.89
RDPAVC	- AERONAUTIQUE	2.83	2.96	3.02	3.08	3.22	3.58	4.13	4.83	5.57	7.34
RDPRLC	- TRANSP. FERR	3.02	3.17	3.22	3.30	3.44	3.84	4.44	5.20	6.01	7.91
RDPPCC	PIR PAR HAB	14806.70	15243.73	15439.82	15500.42	15897.84	16635.80	17893.44	19518.34	21166.81	25093.96
YPDKC	REV. PERS. DISP. REEL	268.09	274.80	279.19	281.43	288.18	312.23	345.57	381.17	420.01	507.00
YPDPCC	REV. PERS. DISP. PAR HAB	10467.22	10615.14	10667.83	10635.69	10771.63	11189.44	11831.23	12557.05	13382.33	15330.43
	PRIX ET COUTS: (1981=1.0)										
PWPIUS	IPP AUX E.-U. (1982=100)	102.8	106.9	111.4	115.1	119.5	138.1	168.9	206.1	250.7	371.1
PGDP	DEGONFLEUR DU PIB - TOTAL	1.307	1.354	1.411	1.459	1.512	1.746	2.128	2.584	3.129	4.587
PGDPAG	- AGRICULTURE	1.063	1.091	1.114	1.146	1.193	1.400	1.710	2.089	2.551	3.805
PGDPIN	- INDUSTRIE	1.296	1.345	1.401	1.448	1.503	1.733	2.096	2.538	3.049	4.427
PGDPCP	- COMMERCE	1.357	1.415	1.480	1.535	1.599	1.873	2.309	2.850	3.485	5.208
PCXDE	DEG. CONS. PERS., EXC. ENERGIE	1.379	1.435	1.489	1.545	1.603	1.857	2.232	2.716	3.304	4.891
CPI	INDICE-PRIX A LA CONSOMMATION	1.382	1.438	1.502	1.554	1.616	1.878	2.294	2.804	3.408	5.045
PFX	TAUX DE CHANGE ($CAN./$US)	1.326	1.229	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
RIPRVB	REND. MOY.-OBLIG. PROV	10.8	10.6	11.3	10.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	DEMOGRAPHIE: (EN MILLIERS)										
POPC	POPULATION TOTALE	25613.	25887.	26172.	26461.	26754.	27904.	29209.	30355.	31386.	33071.
HHC	NOMBRE TOTAL DE MENAGES	9556.	9728.	9893.	10052.	10213.	10797.	11494.	12261.	13079.	14882.
RHHSTC	MENAGES SIMPLES/TOTAL	0.640	0.638	0.637	0.636	0.635	0.633	0.630	0.625	0.619	0.605
	POP. ACTIVE: (EN MILLIERS)										
POPLFC	POPULATION 15 ANS ET PLUS	19825.	20065.	20298.	20525.	20732.	21527.	22476.	23459.	24485.	26674.
LFC	POPULATION ACTIVE	13121.	13383.	13584.	13785.	13938.	14567.	15394.	16267.	17030.	18663.
EMPC	NOMBRE TOTAL D'EMPLOIS	11954.	12342.	12533.	12615.	12823.	13357.	14163.	15183.	15934.	17427.
URATEC	TAUX DE CHOMAGE (%)	8.89	7.78	7.74	8.49	8.00	8.31	7.99	6.67	6.44	6.62
RDPPEC	PRODUCTIVITE DE MAIN D'OEUVRE	31724.	31974.	32242.	32513.	33169.	34755.	36901.	39023.	41694.	47620.
	VEHICULES DES PARTICULIERS:										
NPVSTC	VENTES - VOLUME...(EN MILLIERS)	1065.1	1073.9	1042.4	1070.9	1140.3	1236.1	1308.8	1428.6	1554.7	1835.8
ENPVS	- CONSOMMATION.(L/100KM)	10.9	10.8	10.8	10.6	10.5	10.1	9.6	9.5	9.5	9.4
KTPVSC	STOCK - VOLUME...(EN MILLIERS)	9979.0	10181.1	10303.1	10446.1	10647.2	11537.0	12631.1	13724.4	14890.5	17580.6
EKTPVC	- CONSOMMATION.(L/100KM)	11.5	11.7	11.4	11.2	11.1	10.6	10.1	9.7	9.5	9.4
KTMAC	STOCK DE CAPITAL MANUFACTURIER. (MILLIARDS DE $ CONST. DE 1981)	120.759	130.660	133.727	135.541	142.673	162.456	192.785	230.866	270.414	363.422
KGDSC	CAP. DE DIST. DU GAZ NAT. (EN MILLIONS DE METRES CUBES)	896.	898.	901.	909.	919.	942.	965.	987.	1011.	1055.
DDAYSC	DEGRES-JOURS (NORMALE=1)	0.896	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

TABLEAU B.2: PRIX DU PETROLE BRUT SUR LES MARCHES
INTERNATIONAL ET INTERIEUR ($ PAR METRE CUBE)

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	WEST TEXAS INTERMEDIATE: ($US)										
PWTCU	A CUSHING	120.56	100.53	113.27	117.80	126.61	168.90	242.21	294.63	358.50	530.68
PWTCUR	EN TERMES REELS ($1989)	130.41	104.58	113.27	113.27	117.06	133.48	157.34	157.31	157.32	157.32
TOCUCH	TRANSPORT A CHICAGO	2.83	2.83	2.89	2.94	3.00	3.22	3.57	3.94	4.36	5.31
TRFDU	TAXES AUX RAFFINERIES AMER	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
PWTCH	A CHICAGO	123.91	103.88	116.68	121.26	130.12	172.64	246.30	299.09	363.38	536.50
	BRENT ($US)										
PBRNS	MER DU NORD (F.O.B)	115.83	94.18	108.40	113.00	121.80	163.66	235.67	287.04	349.69	518.67
TOLOSS	PERTES DANS L'OCEAN	0.46	0.38	0.43	0.45	0.49	0.65	0.94	1.15	1.40	2.07
TONSPO	TRANSPORT A PORTLAND	4.68	5.05	5.16	5.24	5.34	5.75	6.36	7.03	7.76	9.47
TOPOMO	TRANSPORT A MONTREAL	4.06	4.66	4.76	4.83	4.93	5.30	5.87	6.49	7.16	8.73
PBRMO	MONTREAL (C.A.F)	125.04	104.27	118.75	123.52	132.56	175.36	248.84	301.71	366.01	538.94
	PRIX A L'IMPORTATION:										
PCRICA	AJUSTEMENT POUR LE MELANGE	-4.15	-2.51	-3.56	-3.71	-3.98	-5.26	-7.47	-9.05	-10.98	-16.17
PCRMU	A MONTREAL (C.A.F) ($US)	120.89	101.76	115.19	119.82	128.58	170.10	241.37	292.66	355.03	522.78
PFX	TAUX DE CHANGE ($CAN/$US)	1.326	1.229	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
PCRMT	A MONTREAL (C.A.F) ($CAN)	160.27	125.05	143.98	149.77	160.72	212.63	301.71	365.83	443.79	653.47
	PRIX AU PAIR CANADIEN:										
PPACH	A CHICAGO ($US)	122.34	102.50	115.51	120.05	128.82	170.91	243.83	296.10	359.74	531.14
TRFPAU	DROITS AMER. D'IMPORTATION	1.64	1.56	1.42	1.25	1.09	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
TOBOCH	TRANSPORT A LA FRONTIERE CAN	2.98	2.97	3.04	3.09	3.14	3.38	3.74	4.14	4.57	5.57
TOBOED	TRANSPORT A EDMONTON	2.29	2.52	2.58	2.62	2.67	2.87	3.17	3.50	3.85	4.67
PPAED	EDMONTON ($CAN)	153.05	117.29	135.61	141.36	152.41	204.91	295.23	359.66	438.23	650.20
	PRIX AUX RAFFINERIES ($CAN):										
PCRATA	ALBERTA	149.25	114.75	129.90	135.42	146.00	196.29	282.81	344.54	419.80	622.85
PCRATO	ONTARIO	152.69	122.47	134.63	142.41	152.02	202.23	288.35	352.54	428.28	632.17
PCRATQ	QUEBEC	156.05	121.83	135.45	143.74	153.13	203.30	289.30	354.02	429.83	633.82
PCRATF	PROV. DE L'ATLANTIQUE	154.88	119.33	138.04	143.73	154.57	206.00	294.38	357.72	434.84	642.55

TABLEAU B.3: PRIX DU GAZ NATUREL, INTERNE ET
A L'EXPORTATION ($ PAR GIGAJOULE)

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRIX INTERIEUR:										
	A LA FRONTIERE DE L'ALB.....										
PNGAB	MOYEN NOMINAL.....	1.87	1.77	1.89	2.05	2.29	3.32	5.15	6.39	7.76	11.45
PRNGAB	MOYEN REEL (1981=1.0).....	1.43	1.31	1.34	1.40	1.51	1.90	2.42	2.47	2.48	2.50
PNGABR	RESIDENTIEL.....	2.24	2.10	2.20	2.20	2.49	3.43	5.34	6.64	8.07	11.92
PNGABC	COMMERCIAL.....	2.14	2.01	2.04	2.11	2.36	3.37	5.24	6.52	7.92	11.71
PNGABI	INDUSTRIEL.....	1.69	1.61	1.75	1.93	2.14	3.24	5.03	6.26	7.61	11.24
PGDSAB	VENTES DIRECTES.....	1.39	1.38	1.45	1.78	2.07	3.12	4.85	6.03	7.33	10.84
PCMPAB	PCMC.....	1.80	1.69	1.85	1.98	2.17	3.28	5.09	6.33	7.70	11.38
GOPAR	RAPPORT GAZ/PETROLE A TORONTO.	0.74	0.79	0.77	0.78	0.79	0.82	0.85	0.86	0.86	0.85
	PRIX A L'EXPORTATION:										
PNGXT	NOMINAL (EN DOLLARS CAN.).....	2.43	2.19	2.32	2.49	2.73	3.78	5.61	6.97	8.47	12.51
PRNGXT	REEL (EN DOLLARS CAN.).....	1.86	1.62	1.64	1.71	1.81	2.16	2.64	2.70	2.71	2.73
PFX	TAUX DE CHANGE ($CAN/$US).....	1.33	1.23	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
PNGXU	EN DOLLARS U.S.....	1.83	1.77	1.85	1.99	2.19	3.02	4.49	5.58	6.78	10.01

TABLEAU B.4: DETERMINATION:PRIX DE L'ELECTRICITE REGION: CANADA
(VALEUR NOMINALE)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRIX DES COMBUSTIBLES: ($ PAR GJ)										
PCCUEC	CHARBON	1.270	1.429	1.539	1.608	1.707	2.353	3.468	4.350	5.141	7.452
PHFUEC	MAZOUT LOURD	3.120	2.358	2.769	2.895	3.130	4.845	7.794	9.502	11.541	16.442
PDSUEC	DISTILLATS	7.480	7.458	6.780	7.041	7.515	9.685	12.951	15.442	18.907	27.185
PNGUEC	GAZ NATUREL	1.690	1.915	1.840	1.846	2.216	3.266	5.146	6.942	8.481	11.903
PNUUEC	COMBUSTIBLES NUCLEAIRES	0.438	0.485	0.505	0.522	0.542	0.625	0.762	0.925	1.120	1.643
POFUEC	AUTRES COMBUSTIBLES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	DEPENSES PLANIFIEES: (10E6 $).										
FPETTC	DEPENSES PLANIFIEES TOTALES	18058.3	18731.5	19843.3	20844.2	21973.7	28499.0	43046.8	60700.6	83209.7	145925.4
FPEOCC	FRAIS D'EXPLOITATION PLAN	6605.5	7319.3	7830.6	8225.0	9054.4	12529.9	19745.8	27156.2	35089.3	62305.2
FPFULC	FRAIS DE COMBUSTIBLES PLAN	1735.6	1999.8	2125.0	2277.4	2610.2	4720.6	8627.2	11999.8	14757.2	25557.2
FIWSAC	SALAIRES ET TRAITEMENTS	2877.9	3217.6	3435.3	3601.4	3854.8	4806.3	6815.7	9422.9	12736.4	23023.3
FPEOOC	AUTRES FR. D'EXPLOITATION.	785.5	875.8	965.9	990.2	1146.7	1257.0	1883.1	2530.4	3401.8	6383.2
FITXSC	TAXES INDIRECTES	732.7	755.7	777.1	811.4	853.9	1004.9	1361.7	1780.6	2291.8	3686.7
FIROYC	REDEVANCES	473.8	470.3	527.3	544.6	588.9	741.1	1058.2	1422.6	1902.1	3654.7
FIEFXC	CHARGES FIXES	8913.1	9292.0	9472.8	9962.3	10334.8	12241.3	18068.1	26651.9	39041.0	74458.5
FIINTC	INTERETS DEBITEURS NETS	6728.5	7087.8	7142.1	7512.6	7753.7	9038.3	13361.9	19797.7	28764.6	55556.8
FIDEPC	DEPRECIATION	2184.6	2204.2	2330.7	2449.7	2581.1	3202.9	4706.2	6854.2	10276.4	18901.7
FIRETC	REND. TOTAL DE L'AVOIR NET	1656.4	1616.1	1944.1	2186.1	2157.6	3393.7	3998.0	5515.3	7621.2	7551.3
FICRPC	CONTRIBUTION A LA RESERVE PL	-8.4	-16.9	-29.2	-163.3	-221.0	-381.8	390.8	366.1	248.6	-141.3
FPFEXC	PERTE DE CHANGE PLANIFIEE	379.3	-10.7	70.9	61.7	53.6	30.7	15.3	7.6	3.8	0.9
FIITXC	IMPOT SUR LE REVENU	317.9	329.9	343.8	355.1	368.6	425.1	514.2	622.6	748.0	1086.1
FIEOXC	AUTRES FRAIS	194.5	201.9	210.4	217.3	225.6	260.1	314.6	381.0	457.7	664.6
	REVENUS (EN MILLIONS DE $):										
FISAXC	VENTES NETTES A L'ETRANGER	1481.7	920.1	1239.5	1208.9	1209.6	1901.2	3213.2	3683.5	4458.9	6561.4
FMRESC	VENTES A L'ETRANGER	1741.7	1160.4	1718.3	1652.5	1443.8	2097.2	4452.0	5193.6	6267.7	9009.4
FMCEPC	ACHATS A L'ETRANGER	260.0	240.2	478.8	443.5	234.2	196.0	1238.9	1510.1	1808.7	2448.0
FISUBC	SUBVENTIONS	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
FIROTC	AUTRES PRODUITS D'EXPL	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4
FIOTIC	AUTRES REVENUS	699.2	725.8	756.3	781.2	810.9	935.1	1131.1	1369.5	1645.5	2389.3
FMRRQC	BESOINS PLAN. EN RECETTES INTER (EN MILLIONS DE $)	15424.0	16632.2	17394.2	18400.7	19499.8	25209.4	38249.2	55194.3	76651.9	136521.4
VEUIPC	VENTES INTERIEURES PLAN. (GHW)	367444.	381532.	393922.	400584.	415833.	471553.	560613.	640291.	728065.	946324.
	PRIX MOYENS: (CENTS/KWH)										
PELCAC	SELON BESOINS EN RECETTES	4.327	4.483	4.442	4.633	4.757	5.669	7.332	8.942	10.759	14.646
PELAAC	PRIX ANNONCES	4.327	4.549	4.646	4.691	4.809	5.311	6.721	8.657	10.337	14.297
PELFAC	PRIX PREVUS	4.327	4.549	4.676	4.791	4.943	5.482	7.049	8.995	10.771	14.710

TABLEAU B.5: PRIX DE L'ENERGIE-UNITES THERMIQUES REGION: CANADA
($/GIGAJOULE)

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	IND. DES PRIX D'ENERGIE (81=1.0)										
PDIRAC	RESIDENTIEL.....	1.41	1.47	1.55	1.59	1.67	1.92	2.51	3.17	3.87	5.47
PDICPC	COMMERCIAL.....	1.47	1.50	1.57	1.61	1.68	1.90	2.45	3.14	3.84	5.42
PDIINC	INDUSTRIEL.....	1.36	1.35	1.43	1.46	1.51	1.77	2.34	2.95	3.60	5.06
PDITRC	TRANSPORT.....	1.31	1.32	1.45	1.55	1.59	1.95	2.54	3.10	3.77	5.57
PDISDC	DEMANDE SECONDAIRE TOTALE...	1.37	1.39	1.48	1.54	1.60	1.88	2.46	3.08	3.76	5.37
	PRIX SECTORIELS REGIONAUX: ($/GJ - RAJ. SELON RENDEMENT)										
PULFRC	MAZOUT LEGER - RESIDENTIEL.....	11.41	12.18	13.11	13.68	14.40	17.83	23.53	28.78	35.03	51.89
PULFCC	- COMMERCIAL.....	9.14	9.68	10.45	10.89	11.48	14.23	18.84	23.06	28.05	41.50
PUHFIC	MAZOUT LOURD - INDUSTRIEL.....	3.61	2.90	3.32	3.52	3.78	5.16	7.54	9.24	11.23	16.58
PUHFCC	- COMMERCIAL.....	3.87	3.19	3.63	3.84	4.12	5.60	8.14	9.96	12.10	17.87
PUNGRC	GAZ NATUREL - RESIDENTIEL.....	7.59	7.50	7.90	8.07	8.71	10.95	15.15	18.67	22.63	33.27
PUNGCC	- COMMERCIAL.....	5.43	5.40	5.58	5.75	6.20	7.99	11.18	13.80	16.77	24.82
PUNGIC	- INDUSTRIEL.....	3.97	3.64	3.71	3.70	3.83	5.29	7.71	9.56	11.62	17.16
PUELRC	ELECTRICITE - RESIDENTIEL.....	13.02	14.02	14.64	15.04	15.55	16.93	21.44	27.55	33.77	46.59
PUELCC	- COMMERCIAL.....	16.46	17.10	17.84	18.25	18.79	20.34	25.69	33.31	40.84	56.76
PUELIC	- INDUSTRIEL.....	9.41	9.72	10.16	10.47	10.81	11.79	14.88	19.03	23.29	31.91
	PRIX RELATIFS:(RAJ. SELON REND.)										
	RESIDENTIEL:										
RPEORC	ELECTRICITE / MAZ. LEGER....	1.14	1.15	1.12	1.10	1.08	0.95	0.91	0.96	0.96	0.90
RPEGRC	ELECTRICITE / GAZ NATUREL...	1.72	1.87	1.85	1.86	1.79	1.55	1.42	1.48	1.49	1.40
RPOGRC	MAZ. LEGER / GAZ NATUREL...	1.50	1.62	1.66	1.70	1.65	1.63	1.55	1.54	1.55	1.56
	COMMERCIAL:										
RPEOCC	ELECTRICITE / MAZ. LEGER....	1.80	1.77	1.71	1.68	1.64	1.43	1.36	1.44	1.46	1.37
RPEGCC	ELECTRICITE / GAZ NATUREL...	3.03	3.17	3.20	3.17	3.03	2.55	2.30	2.41	2.43	2.29
RPOGCC	MAZ. LEGER / GAZ NATUREL...	1.68	1.79	1.87	1.89	1.85	1.78	1.69	1.67	1.67	1.67
	INDUSTRIEL:										
RPEOIC	ELECTRICITE / MAZ. LOURD....	2.61	3.35	3.06	2.98	2.86	2.28	1.97	2.06	2.07	1.92
RPEGIC	ELECTRICITE / GAZ NATUREL...	2.37	2.67	2.74	2.83	2.82	2.23	1.93	1.99	2.00	1.86
RPOGIC	MAZ. LOURD / GAZ NATUREL...	0.91	0.80	0.90	0.95	0.99	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97

TABLEAU B.6: OFFRE ET DEMANDE DE PETROLE
(MILLIERS DE METRES CUBES PAR JOUR)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRODUCTION DE BRUT AU CANADA:										
VCRPN	TOTALE	261.6	273.5	278.0	279.0	278.0	264.0	291.3	325.8	328.4	315.0
QCROO	- ANC. PET. CLASSIQUE	77.6	69.7	59.6	54.5	46.1	27.6	15.6	9.9	6.3	2.7
QSOPN	- PETROLE SYNTHETIQUE	28.7	31.7	33.5	33.5	33.5	36.3	47.3	58.3	58.3	58.3
QCRER	- RECUPER. ASSISTEE	17.4	18.4	18.6	20.1	21.2	21.8	24.0	26.7	26.3	20.0
QCRNT	- NOUVEAU PETROLE	137.9	153.7	166.3	170.9	177.2	179.3	204.4	231.9	238.4	235.0
QCRUN	- PROD. NETTE PAR REVALOR.	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
	DEMANDE DE BRUT AU CANADA:										
VRPDDC	DEMANDE DE PRODUITS PETROLIERS	227.6	238.6	239.6	241.8	247.4	269.9	291.5	315.5	340.1	405.8
VCRRG	GAINS ET CORR. EN RAFFINERIE	12.7	12.9	13.0	13.0	13.1	13.6	14.0	14.5	15.0	16.3
QLPRN	PROD. NETTE GPL EN RAFFINERIE	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
QLPPR	- PROD. TOT. GPL EN RAFF.	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
VLPRP	- CONS. GPL EN RAFFINERIE	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
VCRDD	DEMANDE DE BRUT AU CANADA	215.1	225.8	226.9	229.0	234.5	256.5	277.7	301.3	325.3	389.7
	VARIATION DES STOCKS:										
VRPSC	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	3.7	-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VCRSC	PETROLE BRUT	3.4	-2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	EXPORTATION:										
VPEXT	TOTALE	125.7	149.6	143.7	147.4	141.8	114.5	121.1	117.2	112.6	111.5
VCRXT	- PETROLE BRUT - TOTAL	98.7	112.8	105.7	107.4	101.8	74.5	81.1	77.2	82.6	91.5
VLMXS	- LEGER ET MOYEN	41.9	49.9	45.0	45.0	38.0	20.0	10.0	0.0	0.0	0.0
VHVXS	- LOURD (+ DILUANTS)	56.8	62.9	60.7	62.4	63.8	54.5	71.1	77.2	82.6	91.5
VCRXE	- ECHANGES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VRPXT	- PRODUITS PET. - TOTAL	27.0	36.8	38.0	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	30.0	20.0
	IMPORTATION:										
VPEMT	TOTALE	86.3	96.3	92.6	97.4	98.3	107.1	107.4	92.7	109.6	186.2
VCRMT	- PET. BRUT - TOTAL	64.3	72.0	67.6	72.4	73.3	82.1	82.4	67.7	79.6	136.2
VRPMT	- PROD. PET. -TOTAL	22.0	24.3	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	30.0	50.0
VPEMN	IMPORTATION NETTE	-39.4	-53.3	-51.1	-50.0	-43.5	-7.5	-13.6	-24.5	-3.0	74.7

TABLEAU B.7: OFFRE ET DEMANDE DE GAZ NATUREL
ET DE GPL

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	GAZ NATUREL MARCHAND: (10E6 M3)										
VNGPN	PRODUCTION TOTALE.....	79252.	92128.	93275.	97383.	99688.	120072.	135964.	143663.	151291.	166677.
VNGDD	DEMANDE INTERIEURE.....	51246.	56807.	59944.	61318.	62022.	70507.	77331.	85031.	92658.	108044.
VNGSC	VARIATION DES STOCKS.....	-83.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
VNGXT	EXPORTATION.....	28023.	35900.	34002.	36835.	38535.	50436.	59503.	59503.	59503.	59503.
VNGMT	IMPORTATION.....	93.	309.	400.	500.	600.	600.	600.	600.	600.	600.
VNGAJ	RAJUSTEMENT STATISTIQUE.....	-160.	270.	270.	270.	270.	270.	270.	270.	270.	270.
	GPL DES USINES A GAZ (10E3 M3/J)										
QLPRN	PROD. NETTE DES RAFFINERIES..	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
VGPPN	PROD. DES USINES A GAZ.....	56.11	60.36	62.31	63.89	64.59	69.46	73.87	75.21	77.74	81.83
VPBPN	PROPANE & BUTANE.....	21.47	22.60	22.40	22.53	22.46	23.43	24.57	25.44	26.31	28.06
VETPN	ETHANE.....	8.93	10.06	10.01	10.26	10.33	11.73	13.00	13.77	14.53	16.07
QPBRS	DES USINES DE RETRAITEMENT.	25.70	27.70	29.90	31.10	31.80	34.30	36.30	36.00	36.90	37.70
VGPDD	DEMANDE INTERIEURE.....	25.77	27.93	28.16	28.26	29.29	34.63	38.95	40.84	48.78	52.86
VGPER	BESOINS POUR RECUP. ASSISTEE.	15.50	19.80	19.60	18.20	14.60	6.90	3.50	0.00	0.00	0.00
VGPSC	VARIATION DES STOCKS.....	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
VGPAJ	RAJUSTEMENT STATISTIQUE.....	-0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
VGPXT	EXPORTATION.....	12.47	12.83	14.75	17.63	20.90	28.13	31.62	34.58	29.16	29.17

TABLEAU B.8: OFFRE ET DEMANDE D'ELECTRICITE REGION: CANADA
(GIGAWATT HEURES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	CAPACITE DE PRODUCTION:										
KEGCTC	TOTALE	100705.	109071.	111275.	112856.	115956.	124605.	144931.	163218.	182515.	225578.
KEGCUC	RESEAUX PUBLICS	94461.	101806.	103989.	105457.	108534.	116918.	137184.	155471.	174768.	217831.
KEGCIC	INDUSTRIE	6244.	7265.	7286.	7399.	7422.	7687.	7747.	7747.	7747.	7747.
	PROD. PLANIFIEE (CANGEN):										
	TOTALE:										
VEUPXC	RESEAUX PUBLICS	446916.	445877.	467720.	474589.	491389.	554876.	655822.	745102.	839076.	1078937.
VEIPXC	INDUSTRIE	36725.	38278.	40974.	41609.	41859.	50492.	51275.	51275.	51275.	51275.
	POUR DEMANDE INTERIEURE:										
VELDXC	TOTALE	439668.	456431.	471535.	481270.	498744.	567045.	659751.	752611.	846693.	1084853.
	UTIL. DE CAP. PLAN. (CANGEN):										
RGCUPC	RESEAUX PUBLICS (FRACTION)	0.540	0.500	0.513	0.514	0.517	0.542	0.546	0.547	0.548	0.565
RGCIPC	INDUSTRIE (FRACTION)	0.671	0.601	0.642	0.642	0.644	0.750	0.756	0.756	0.756	0.756
	VENTES ET ACHATS A L'ETRANGER:										
VELENC	VENTES NETTES A L'ETRANGER	43956.	27724.	37159.	34928.	34504.	38323.	47347.	43767.	43659.	45360.
VELXNC	EXP. NETTES AUX E.-U.	43956.	27724.	37159.	34928.	34504.	38323.	47347.	43767.	43659.	45360.
VELESC	VENTES A L'ETRANGER	47427.	34030.	39639.	37408.	36984.	41515.	50539.	46959.	46851.	47452.
VELXTC	EXPORTATION	47427.	34030.	39639.	37408.	36984.	41515.	50539.	43959.	46851.	47452.
VELEPC	ACHATS A L'ETRANGER	3471.	6306.	2480.	2480.	2480.	3192.	3192.	3192.	3192.	2092.
VELMTC	IMPORTATION	3471.	6306.	2480.	2480.	2480.	3192.	3192.	3192.	3192.	2092.
VELIRC	TRANSF. INTERREG. NETS	0.	-2.	1.	1.	0.	1.	1.	0.	0.	0.
	PROD. POUR CONS. INTERIEURE: (Y COMPRIS BESOINS DU PROD.)										
VELDDC	TOTALE	439668.	457612.	470958.	480147.	497775.	565537.	661343.	755574.	848910.	1086464.
VEUDDC	RESEAUX PUBLICS	402943.	419334.	429983.	438538.	455917.	515045.	610068.	704298.	797635.	1035188.
VEIDDC	INDUSTRIE	36725.	38278.	40974.	41609.	41859.	50492.	51275.	51275.	51275.	51275.
	PRODUCTION TOTALE:										
VELPNC	TOTALE	483641.	485334.	508118.	515076.	532279.	603861.	708691.	799341.	892569.	1131824.
VEUPNC	RESEAUX PUBLICS	446916.	447056.	467143.	473467.	490421.	553369.	657416.	748065.	841294.	1080548.
VEIPNC	INDUSTRIE	36725.	38278.	40974.	41609.	41859.	50492.	51275.	51275.	51275.	51275.
	UTILISATION DE LA CAPACITE:										
RGCUAC	RESEAUX PUBLICS (FRACTION)	0.540	0.501	0.513	0.513	0.516	0.540	0.547	0.549	0.550	0.566
RGCIAC	INDUSTRIE (FRACTION)	0.671	0.601	0.642	0.642	0.644	0.750	0.756	0.756	0.756	0.756

TABLEAU B.9.1: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: CANADA
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDC	CONSOMMATION SECONDAIRE:	6098.1	6429.0	6546.8	6635.9	6814.4	7392.2	8096.8	8930.6	9855.5	12137.9
HRPSDC	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	2432.5	2545.1	2572.7	2577.7	2615.8	2740.2	2904.5	3161.2	3467.7	4212.5
HNGSDC	GAZ NATUREL	1470.1	1598.6	1638.5	1690.0	1754.4	1934.7	2087.2	2271.4	2499.1	3065.3
HELSDC	ELECTRICITE	1452.2	1510.7	1555.1	1585.4	1643.5	1868.4	2184.2	2494.0	2800.6	3581.6
HCCSDC	CHARBON	49.7	51.7	50.1	49.0	50.0	51.4	57.7	66.5	76.5	101.2
HLPSDC	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	85.6	89.9	91.2	92.0	93.6	103.1	110.8	117.4	124.7	144.5
HKGSDC	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	173.5	181.2	183.0	183.0	187.6	199.8	218.2	239.1	259.9	305.4
HSTSDC	VAPEUR	27.6	32.9	32.8	32.9	35.4	39.8	47.1	54.8	63.3	84.1
HOFSDC	AUTRES	406.8	418.9	423.4	425.9	434.1	454.9	487.2	526.2	563.7	643.3
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDC	TOTALE	10385.6	10954.7	11208.4	11384.0	11716.1	12929.2	14495.3	16166.6	17934.6	22145.8
HTSEUC	UTILISATION FINALE	6895.4	7292.6	7424.4	7521.4	7722.8	8382.5	9217.4	10165.0	11207.8	13623.1
HTSSDC	CONS. SECONDAIRE	6098.1	6429.0	6546.8	6635.9	6814.4	7392.2	8096.8	8930.6	9855.5	12137.9
HTSRAC	RESIDENTIELLE	1239.8	1330.2	1350.7	1370.8	1392.5	1466.7	1513.4	1552.9	1622.4	1834.6
HTSCPC	COMMERCIALE	848.3	880.5	913.0	936.1	959.7	1059.9	1183.6	1314.4	1427.3	1682.6
HTSINC	INDUSTRIELLE	2285.6	2423.0	2465.9	2494.9	2587.1	2866.1	3264.2	3751.3	4276.1	5559.2
HTSTRC	TRANSPORT	1726.9	1795.2	1817.2	1834.1	1875.2	1999.5	2135.6	2312.1	2529.8	3061.5
HTSNEC	USAGES NON ENERGETIQUES	797.4	863.6	877.6	885.5	908.4	990.3	1120.6	1234.3	1352.3	1485.2
HELIRC	TRANSF. INTERR. D'ELECT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HTSPCC	BESOINS DU PRODUCTEUR	470.1	506.9	515.9	529.5	546.3	622.9	699.7	768.6	838.7	1012.3
HTSCLC	PERTES EN CONVERSION	3020.0	3155.3	3268.1	3333.1	3447.1	3923.8	4578.2	5233.0	5888.1	7510.4
HTSPDC	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	10385.6	10954.7	11208.4	11384.0	11716.1	12929.2	14495.3	16166.6	17934.6	22145.8
HRPPDC	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	3112.2	3279.0	3282.8	3314.7	3395.3	3717.7	4020.9	4358.3	4695.4	5606.4
HNGPDC	GAZ NATUREL	1938.1	2148.4	2267.1	2319.1	2345.7	2666.6	2924.7	3215.9	3504.3	4086.2
HLPPDC	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	214.2	232.8	234.0	234.9	243.4	287.8	323.7	339.4	405.4	439.3
HCCPDC	CHARBON	1127.3	1155.2	1062.4	1068.3	1173.1	1335.9	1631.3	1857.5	1911.0	2348.0
HENPDC	ELECTRICITE NUCLEAIRE	765.3	824.5	885.3	950.8	1016.1	1146.5	1183.6	1299.0	1662.8	3143.5
HEHPDC	HYDROELECTRICITE	2826.9	2889.2	3024.6	3038.2	3074.4	3278.1	3879.8	4526.4	5147.9	5934.9
HOFPDC	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	406.8	425.6	452.2	458.0	468.2	496.6	531.2	570.2	607.8	687.4
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2C	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	8030.3	8514.3	8639.0	8762.7	9028.1	10021.6	11167.9	12338.5	13459.0	16245.7
HEHP2C	HYDROELECTRICITE	969.2	990.6	1037.0	1041.7	1054.1	1123.9	1330.2	1551.9	1765.0	2000.5
HENP2C	ELECTRICITE NUCLEAIRE	262.4	282.7	303.5	326.0	348.4	393.1	405.8	445.4	570.1	1077.8
	RATIOS:										
RRDPHC	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	118.59	125.77	125.52	125.51	125.31	125.06	121.20	116.24	113.63	112.86
RCDPRC	CONS. COMM. / PIR COMM	4.03	4.03	4.07	4.11	4.13	4.20	4.22	4.22	4.22	4.22
RIDPRC	CONS. IND. / PIR IND	18.25	18.25	18.23	18.25	18.16	18.10	17.86	17.57	17.43	17.36
RSDPCC	CONS. SEC. / POP. (GJ)	238.09	248.35	250.15	250.78	254.71	264.91	277.21	294.21	314.01	367.02
RSDPRC	" " / PIR	16.08	16.29	16.20	16.18	16.02	15.92	15.49	15.07	14.84	14.63
REUPCC	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	269.22	281.71	283.68	284.25	288.66	300.40	315.57	334.87	357.10	411.93
REUPRC	" " / PIR	18.18	18.48	18.37	18.34	18.16	18.06	17.64	17.16	16.87	16.42
RPDPCC	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	405.48	423.17	428.27	430.23	437.93	463.34	496.27	532.59	571.43	669.64
RPDPRC	" " / PIR	27.39	27.76	27.74	27.76	27.55	27.85	27.73	27.29	27.00	26.69

TABLEAU B.9.2: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: ATLANTIQUE
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDF	CONSOMMATION SECONDAIRE:	468.8	485.3	507.2	515.2	524.2	547.6	577.5	616.4	667.2	790.4
HRPSDF	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	300.8	311.8	321.4	324.6	328.7	336.8	350.7	375.5	401.3	460.0
HNGSDF	GAZ NATUREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HELSDF	ELECTRICITE	102.0	105.5	113.7	117.7	122.0	134.6	146.1	155.4	175.4	229.0
HCCSDF	CHARBON	2.2	3.4	3.5	3.4	3.3	3.0	3.0	3.2	3.5	4.4
HLPSDF	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	5.4	6.4	6.8	7.0	7.3	8.4	9.3	9.8	10.7	12.9
HKGSDF	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	5.9	5.9	6.5	6.6	6.6	6.6	6.9	7.3	7.6	8.4
HSTSDF	VAPEUR	1.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
HOFSDF	AUTRES	51.3	52.1	55.1	55.6	56.1	58.0	61.2	64.9	68.4	75.5
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDF	TOTALE	988.0	1090.4	1037.7	1067.2	1142.8	1231.4	1424.6	1492.1	1591.6	1855.7
HTSEUF	UTILISATION FINALE	491.1	508.6	531.8	540.3	549.8	574.0	604.8	645.0	697.5	824.3
HTSSDF	CONS. SECONDAIRE	468.8	485.3	507.2	515.2	524.2	547.6	577.5	616.4	667.2	790.4
HTSRAF	RESIDENTIELLE	85.3	89.3	90.8	92.2	93.6	95.6	96.4	99.3	105.6	121.7
HTSCPF	COMMERCIALE	64.1	64.1	66.1	67.5	69.0	74.6	81.3	88.2	94.2	107.2
HTSINF	INDUSTRIELLE	164.3	167.7	183.8	187.2	190.1	200.5	217.0	236.2	261.3	321.6
HTSTRF	TRANSPORT	155.0	164.2	166.5	168.2	171.4	176.8	182.7	192.7	206.1	239.9
HTSNEF	USAGES NON ENERGETIQUES	22.4	23.3	24.5	25.2	25.6	26.4	27.1	28.6	30.3	33.9
HELIRF	TRANSF. INTERR. D'ELECT	247.5	297.6	217.9	225.2	274.4	305.9	443.9	443.9	446.0	443.9
HTSPCF	BESOINS DU PRODUCTEUR	35.1	38.5	37.6	39.5	41.9	45.1	45.9	49.7	52.7	64.9
HTSCLF	PERTES EN CONVERSION	214.2	245.7	250.4	262.3	276.7	306.3	330.3	353.6	395.5	522.7
HTSPDF	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	988.0	1090.4	1037.7	1067.2	1142.8	1231.4	1424.6	1492.1	1591.6	1855.7
HRPPDF	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	425.9	472.1	439.4	463.7	497.2	525.9	515.4	563.5	575.0	679.1
HNGPDF	GAZ NATUREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
HLPPDF	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	5.4	6.5	6.9	7.1	7.4	8.6	9.5	10.0	10.9	13.1
HCCPDF	CHARBON	85.4	91.0	101.1	103.9	106.7	195.7	203.1	217.4	257.0	360.4
HENPDF	ELECTRICITE NUCLEAIRE	53.7	56.7	49.8	49.7	49.8	49.8	83.0	83.1	83.2	129.8
HEHPDF	HYDROELECTRICITE	366.4	407.2	380.6	382.3	420.5	387.4	546.3	547.1	591.0	591.8
HOFPDF	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	51.3	56.9	59.9	60.6	61.1	63.1	66.5	70.1	73.6	80.7
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2F	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	712.0	785.6	754.9	783.4	833.7	944.0	1011.0	1077.9	1148.3	1381.6
HEHP2F	HYDROELECTRICITE	125.6	139.6	130.5	131.1	144.2	132.8	187.3	187.6	202.6	202.9
HENP2F	ELECTRICITE NUCLEAIRE	18.4	19.4	17.1	17.0	17.1	17.1	28.5	28.5	28.5	44.5
	RATIOS:										
RRDPHF	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	107.38	111.02	111.66	112.36	112.94	111.93	108.16	108.35	110.88	116.94
RCDPRF	CONS. COMM. / PIR COMM	4.17	4.00	4.06	4.11	4.14	4.22	4.27	4.29	4.30	4.34
RIDPRF	CONS. IND. / PIR IND	24.90	24.64	24.25	24.19	24.16	23.89	23.17	22.49	22.41	22.66
RSDPCF	CONS. SEC. / POP. (GJ)	205.10	211.48	220.20	223.82	225.92	233.03	242.94	257.65	277.93	327.45
RSDPRF	" " / PIR	19.82	19.68	20.14	20.18	19.94	19.62	19.03	18.58	18.40	18.39
REUPCF	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	214.89	221.65	230.84	233.70	236.95	244.26	254.34	269.60	290.56	341.48
REUPRF	" " / PIR	20.77	20.62	21.12	21.16	20.91	20.56	19.93	19.44	19.24	19.18
RPDPCF	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	432.28	475.20	450.46	461.61	492.51	524.00	599.33	623.71	663.03	768.78
RPDPRF	" " / PIR	41.78	44.21	41.27	41.80	43.46	44.12	46.96	44.97	43.89	43.17

TABLEAU B.9.3: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: QUEBEC
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDQ	CONSOMMATION SECONDAIRE:	1331.2	1396.4	1415.4	1435.8	1475.4	1586.8	1733.2	1930.9	2155.2	2698.4
HRPSDQ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	521.2	559.5	565.7	568.7	577.4	594.0	614.4	656.5	715.3	861.7
HNGSDQ	GAZ NATUREL	189.3	195.0	196.2	202.1	213.3	237.2	260.7	287.9	319.7	397.7
HELSDQ	ELECTRICITE	525.6	536.3	550.1	563.0	582.3	653.0	750.8	870.5	994.9	1293.1
HCCSDQ	CHARBON	14.8	17.0	15.2	13.9	13.2	11.3	11.3	12.7	14.6	19.7
HLPSDQ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	9.6	16.0	15.3	14.7	14.3	13.0	12.1	12.3	13.0	15.1
HKGSDQ	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.7	2.9	3.2	3.5	4.1
HSTSDQ	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDQ	AUTRES	68.3	70.1	70.2	70.8	72.2	75.5	81.0	87.7	94.2	108.0
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDQ	TOTALE	2417.9	2474.7	2647.6	2675.2	2674.9	2921.6	3299.1	3781.8	4300.6	5550.4
HTSEUQ	UTILISATION FINALE	1426.7	1517.4	1542.1	1565.4	1608.4	1730.2	1885.6	2096.1	2333.5	2901.0
HTSSDQ	CONS. SECONDAIRE	1331.2	1396.4	1415.4	1435.8	1475.4	1586.8	1733.2	1930.9	2155.2	2699.4
HTSRAQ	RESIDENTIELLE	257.9	269.0	270.6	271.7	273.3	280.5	283.9	292.4	307.1	348.2
HTSCPQ	COMMERCIALE	177.1	184.2	190.0	194.0	198.4	216.9	239.5	263.0	283.0	327.1
HTSINQ	INDUSTRIELLE	537.5	565.5	569.9	579.7	603.9	667.3	768.5	903.6	1050.1	1405.3
HTSTRQ	TRANSPORT	359.1	377.6	384.9	390.4	399.8	422.0	441.4	471.9	514.9	618.7
HTSNEQ	USAGES NON ENERGETIQUES	95.5	121.0	126.8	129.6	133.1	143.4	152.4	165.2	178.3	201.7
HELIRQ	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-185.3	-274.0	-155.2	-179.5	-266.7	-305.9	-307.4	-307.4	-309.5	-307.4
HTSPCQ	BESOINS DU PRODUCTEUR	87.1	96.5	97.9	99.5	102.4	114.6	127.8	144.2	162.3	205.7
HTSCLQ	PERTES EN CONVERSION	1089.4	1134.9	1162.8	1189.8	1230.7	1382.6	1593.1	1848.8	2114.2	2751.0
HTSPDQ	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	2417.9	2474.7	2647.6	2675.2	2674.9	2921.6	3299.1	3781.8	4300.6	5550.4
HRPPDQ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	646.5	705.0	718.0	722.8	735.5	805.0	842.4	895.3	966.6	1146.1
HNGPDQ	GAZ NATUREL	192.7	203.6	204.9	210.8	222.2	246.6	270.5	298.2	330.6	410.0
HLPPDQ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	12.2	24.5	23.8	23.2	22.8	29.0	32.3	37.2	41.8	47.1
HCCPDQ	CHARBON	24.4	27.0	25.3	24.1	23.6	22.1	22.9	25.3	28.2	35.4
HENPDQ	ELECTRICITE NUCLEAIRE	48.9	55.7	55.8	55.8	55.8	55.8	56.5	56.6	51.0	683.4
HEHPDQ	HYDROELECTRICITE	1424.9	1388.8	1549.5	1567.6	1542.7	1687.6	1993.4	2381.5	2788.2	3120.5
HOFPDQ	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	68.3	70.1	70.2	70.8	72.2	75.5	81.0	87.7	94.2	108.0
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2Q	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	1449.4	1525.4	1592.6	1608.4	1624.5	1775.9	1952.0	2179.6	2434.8	3050.7
HEHP2Q	HYDROELECTRICITE	488.6	476.2	531.3	537.5	528.9	578.6	683.5	816.5	955.9	1069.9
HENP2Q	ELECTRICITE NUCLEAIRE	16.8	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.4	19.4	17.5	234.3
	RATIOS:										
RRDPHQ	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	98.46	101.64	101.13	100.46	99.66	98.17	94.69	92.39	91.85	93.48
RCDPRQ	CONS. COMM. / PIR COMM	3.61	3.59	3.62	3.64	3.67	3.73	3.76	3.77	3.78	3.80
RIDPRQ	CONS. IND. / PIR IND	20.16	20.18	20.23	20.25	20.27	20.52	20.56	20.64	20.82	21.24
RSDPCQ	CONS. SEC. / POP. (GJ)	202.01	210.43	211.60	212.96	217.08	226.58	239.77	259.95	283.41	344.27
RSDPRQ	" " / PIR	15.66	15.71	15.58	15.54	15.45	15.44	15.25	15.27	15.42	15.91
REUPCQ	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	216.51	228.67	230.56	232.17	236.66	247.06	260.84	282.19	306.85	369.99
REUPRQ	" " / PIR	16.78	17.07	16.97	16.94	16.84	16.84	16.59	16.58	16.69	17.10
RPDPCQ	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	366.93	372.94	395.83	396.78	393.59	417.18	456.39	509.13	565.52	707.88
RPDPRQ	" " / PIR	28.44	27.84	29.44	28.95	28.01	28.43	29.03	29.91	30.76	32.71

TABLEAU B.9.4: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE
(PETAJOULES)

REGION: ONTARIO

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDO	CONSOMMATION SECONDAIRE:	2214.4	2344.5	2392.5	2438.1	2523.7	2807.5	3130.9	3471.6	3844.5	4769.8
HRPSDO	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	775.7	807.5	816.6	822.6	836.1	893.5	951.2	1038.9	1148.2	1418.8
HNGSDO	GAZ NATUREL	682.3	740.9	763.9	788.1	826.1	932.8	1033.6	1146.3	1275.4	1594.9
HELSDO	ELECTRICITE	444.8	471.8	485.7	500.0	523.0	614.5	740.9	839.8	931.9	1169.8
HCCSDO	CHARBON	22.0	21.5	21.4	21.5	23.1	26.0	30.9	35.9	41.5	55.3
HLPSDO	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	29.2	25.6	26.5	26.9	27.5	31.9	34.1	35.4	36.9	40.9
HKGSDO	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	163.9	171.4	172.5	172.6	177.1	189.0	206.8	227.0	247.0	290.8
HSTSDO	VAPEUR	25.8	32.4	32.3	32.4	34.9	39.2	46.5	54.2	62.5	83.3
HOFSDO	AUTRES	70.6	73.1	73.5	73.9	75.8	80.5	86.9	94.2	101.1	115.9
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDO	TOTALE	3427.9	3677.1	3735.2	3835.2	4011.8	4540.1	5035.6	5623.1	6240.0	7753.7
HTSEUO	UTILISATION FINALE	2464.0	2609.3	2659.8	2707.5	2799.0	3103.8	3457.6	3834.3	4237.6	5224.5
HTSSDO	CONS. SECONDAIRE	2214.4	2344.5	2392.5	2438.1	2523.7	2807.5	3130.9	3471.6	3844.5	4769.8
HTSRAO	RESIDENTIELLE	461.9	487.0	497.1	506.4	516.2	548.4	571.8	581.7	602.9	676.1
HTSCPO	COMMERCIALE	299.0	315.0	327.1	336.6	348.2	397.0	457.9	522.3	578.3	707.1
HTSINO	INDUSTRIELLE	842.0	902.7	918.9	936.8	982.1	1123.2	1304.4	1503.3	1714.0	2224.4
HTSTRO	TRANSPORT	611.9	639.9	649.4	658.3	677.2	738.9	796.9	864.2	949.3	1162.2
HTSNEO	USAGES NON ENERGETIQUES	249.6	264.8	267.3	269.4	275.3	296.4	326.7	362.7	393.1	454.7
HELIRO	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-73.3	-29.0	-66.0	-48.2	-11.7	-5.3	-140.8	-144.2	-143.9	-149.9
HTSPCO	BESOINS DU PRODUCTEUR	162.2	171.0	176.2	181.0	186.8	217.7	250.3	274.0	298.1	359.2
HTSCLO	PERTES EN CONVERSION	874.9	925.9	965.2	994.9	1037.7	1223.9	1468.5	1658.9	1848.2	2319.9
HTSPDO	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	3427.9	3677.1	3735.2	3835.2	4011.8	4540.1	5035.6	5623.1	6240.0	7753.7
HRPPDO	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	1038.3	1057.7	1074.9	1083.5	1102.4	1265.5	1450.8	1569.0	1689.7	2005.2
HNGPDO	GAZ NATUREL	781.2	869.2	903.8	931.5	973.8	1176.0	1298.7	1432.7	1576.0	1922.6
HLPPDO	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	58.7	58.4	59.2	59.6	61.1	68.6	74.7	80.3	86.4	101.2
HCCPDO	CHARBON	520.1	557.5	515.5	511.8	558.5	577.3	747.5	887.0	856.2	985.7
HENPDO	ELECTRICITE NUCLEAIRE	662.7	712.1	779.7	845.3	910.4	1040.9	1044.0	1159.2	1528.6	2222.8
HEHPDO	HYDROELECTRICITE	296.3	349.2	326.9	327.2	327.3	328.2	329.7	397.6	398.8	397.1
HOFPDO	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	70.6	73.1	75.2	76.2	78.3	83.6	90.1	97.3	104.3	119.1
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP20	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	2797.7	2979.7	3008.0	3064.8	3198.4	3640.5	4132.8	4600.1	4973.5	6032.0
HEHP20	HYDROELECTRICITE	101.6	119.7	112.1	112.2	112.2	112.5	113.0	136.3	136.7	136.2
HENP20	ELECTRICITE NUCLEAIRE	227.2	244.1	267.3	289.8	312.1	356.9	357.9	397.4	524.1	762.1
	RATIOS:										
RRDPHO	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	129.69	134.15	134.02	134.21	134.20	134.52	131.09	124.20	119.97	117.00
RCDPRO	CONS. COMM. / PIR COMM	3.51	3.54	3.59	3.64	3.68	3.79	3.84	3.86	3.87	3.88
RIDPRO	CONS. IND. / PIR IND	16.48	16.48	16.62	16.73	16.71	16.97	16.90	16.62	16.45	16.28
RSDPCO	CONS. SEC. / POP. (GJ)	238.97	248.85	250.16	251.35	256.79	272.65	288.90	306.87	327.41	382.66
RSDPRO	" " / PIR	14.86	14.97	14.94	14.98	14.87	14.82	14.29	13.61	13.17	12.58
REUPCO	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	265.91	276.95	278.12	279.12	284.80	301.43	319.04	338.93	360.89	419.14
REUPRO	" " / PIR	16.54	16.66	16.61	16.63	16.49	16.38	15.78	15.03	14.52	13.78
RPDPCO	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	369.92	390.30	390.56	395.39	408.21	440.92	464.64	497.05	531.42	622.05
RPDPRO	" " / PIR	23.01	23.48	23.33	23.56	23.63	23.97	22.98	22.04	21.38	20.46

TABLEAU B.9.5: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: MANITOBA
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDM	CONSOMMATION SECONDAIRE:	202.5	211.0	217.6	221.8	226.5	242.5	259.2	277.6	297.7	348.0
HRPSDM	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	95.8	98.9	101.1	102.8	105.5	113.7	121.2	129.4	138.9	162.2
HNGSDM	GAZ NATUREL	51.3	56.2	58.1	59.2	60.0	62.5	63.0	63.6	65.6	72.0
HELSDM	ELECTRICITE	49.3	51.2	53.7	55.2	56.4	61.5	69.9	79.1	87.0	106.4
HCCSDM	CHARBON	2.5	2.2	2.2	2.1	2.0	1.8	1.8	2.0	2.2	2.7
HLPSDM	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	2.9	2.0	1.8	2.0	2.0	2.2	2.4	2.7	3.0	3.6
HKGSDM	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1
HSTSDM	VAPEUR	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5
HOFSDM	AUTRES	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.5
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDM	TOTALE	356.7	378.4	387.8	396.6	407.1	442.6	482.8	529.6	570.5	681.2
HTSEUM	UTILISATION FINALE	214.4	223.1	230.0	234.8	239.9	256.7	273.8	292.8	313.4	365.1
HTSSDM	CONS. SECONDAIRE	202.5	211.0	217.6	221.8	226.5	242.5	259.2	277.6	297.7	348.0
HTSRAM	RESIDENTIELLE	54.6	62.0	63.7	65.2	66.3	70.0	72.8	76.0	80.0	91.3
HTSCPM	COMMERCIALE	40.5	40.6	42.4	43.7	44.9	49.3	53.7	57.7	60.8	67.1
HTSINM	INDUSTRIELLE	33.4	35.4	37.1	37.3	37.5	38.6	42.6	48.1	54.2	68.7
HTSTRM	TRANSPORT	74.0	73.1	74.3	75.6	77.8	84.5	90.1	95.9	102.8	120.9
HTSNEM	USAGES NON ENERGETIQUES	11.9	12.0	12.5	12.9	13.4	14.3	14.6	15.1	15.8	17.1
HELIRM	TRANSF. INTERR. D'ELECT.	11.5	8.2	4.4	3.5	5.0	6.3	5.4	8.7	8.5	14.4
HTSPCM	BESOINS DU PRODUCTEUR	20.1	26.6	27.9	29.4	30.4	35.7	40.3	43.6	46.8	54.6
HTSCLM	PERTES EN CONVERSION	110.7	120.5	125.5	128.9	131.7	143.8	163.3	184.5	201.8	247.1
HTSPDM	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	356.7	378.4	387.8	396.6	407.1	442.6	482.8	529.6	570.5	681.2
HRPPDM	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	101.1	104.4	107.5	109.6	112.9	121.9	129.8	138.5	148.6	173.2
HNGPDM	GAZ NATUREL	70.9	79.5	82.1	84.5	86.1	92.8	96.2	98.2	101.9	112.2
HLPPDM	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	2.8	2.0	1.9	2.1	2.1	2.3	2.5	2.8	3.1	3.8
HCCPDM	CHARBON	9.7	13.9	8.4	8.3	8.3	8.2	8.3	8.5	3.0	3.5
HENPDM	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	46.2
HEHPDM	HYDROELECTRICITE	171.8	177.9	187.2	191.4	197.2	216.8	245.3	280.9	313.2	341.5
HOFPDM	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	0.3	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2M	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	243.8	261.5	264.8	270.8	277.5	300.1	321.6	345.0	364.7	426.4
HEHP2M	HYDROELECTRICITE	59.9	61.0	64.2	65.6	67.6	74.3	84.1	96.3	107.4	117.1
HENP2M	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9
	RATIOS:										
RRDPHM	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	108.08	121.65	122.00	122.43	122.30	123.49	122.88	121.69	120.82	122.77
RCDPRM	CONS. COMM. / PIR COMM	4.64	4.69	4.80	4.90	4.99	5.22	5.36	5.41	5.45	5.48
RIDPRM	CONS. IND. / PIR IND	10.19	10.36	10.16	10.00	9.86	9.50	9.35	9.37	9.44	9.73
RSDPCM	CONS. SEC. / POP. (GJ)	187.89	194.13	198.62	201.01	203.81	212.65	221.19	230.89	241.13	268.50
RSDPRM	" " / PIR	13.60	13.88	13.84	13.83	13.65	13.54	13.04	12.50	12.10	11.62
REUPCM	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	198.91	205.21	210.01	212.72	215.87	225.16	233.65	243.48	253.90	281.67
REUPRM	" " / PIR	14.40	14.68	14.63	14.63	14.46	14.33	13.77	13.18	12.74	12.19
RPDPCM	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	330.87	348.12	354.04	359.33	366.27	388.11	411.91	440.40	462.14	525.56
RPDPRM	" " / PIR	23.95	24.90	24.66	24.72	24.54	24.71	24.28	23.84	23.20	22.75

TABLEAU B.9.6: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE
(PETAJOULES)

REGION: SASKATCHEWAN

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDS	CONSOMMATION SECONDAIRE:	268.9	274.7	277.5	279.0	284.0	302.4	330.7	363.5	396.8	473.1
HRPSDS	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	122.3	118.8	119.5	119.7	121.6	129.2	142.2	157.4	172.7	206.6
HNGSDS	GAZ NATUREL	87.4	95.9	97.7	98.8	100.6	105.1	108.4	114.1	122.9	146.8
HELSDS	ELECTRICITE	39.9	43.6	43.6	43.4	44.1	48.4	58.1	67.3	73.9	86.6
HCCSDS	CHARBON	4.8	4.0	4.3	4.6	5.0	6.2	7.5	9.0	10.5	13.8
HLPSDS	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	3.6	1.1	1.1	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7
HKGSDS	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HSTSDS	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDS	AUTRES	10.9	11.2	11.4	11.4	11.7	12.3	13.2	14.3	15.4	17.6
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDS	TOTALE	416.4	437.2	442.0	446.1	455.3	495.1	558.6	619.9	676.5	792.7
HTSEUS	UTILISATION FINALE	280.3	287.2	290.8	292.7	298.2	317.7	346.9	381.3	416.4	496.6
HTSSDS	CONS. SECONDAIRE	268.9	274.7	277.5	279.0	284.0	302.4	330.7	363.5	396.8	473.1
HTSRAS	RESIDENTIELLE	85.5	92.1	92.8	93.5	94.6	97.5	99.8	102.3	106.0	115.5
HTSCPS	COMMERCIALE	40.1	38.8	39.2	39.3	39.5	41.2	43.7	46.8	49.4	55.3
HTSINS	INDUSTRIELLE	69.8	73.0	75.2	76.5	79.9	90.2	104.7	122.6	140.6	182.0
HTSTRS	TRANSPORT	73.6	70.7	70.4	69.7	70.0	73.5	82.5	91.9	100.8	120.3
HTSNES	USAGES NON ENERGETIQUES	11.4	12.5	13.3	13.8	14.3	15.4	16.3	17.8	19.6	23.5
HELIRS	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-0.4	-2.7	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
HTSPCS	BESOINS DU PRODUCTEUR	34.2	47.6	48.5	51.1	53.1	62.9	71.3	76.2	81.1	92.4
HTSCLS	PERTES EN CONVERSION	102.4	105.2	103.7	103.3	105.0	115.5	141.4	163.3	180.1	204.8
HTSPDS	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	416.4	437.2	442.0	446.1	455.3	495.1	558.6	619.9	676.5	792.7
HRPPDS	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	139.5	136.5	137.9	138.6	141.1	150.2	164.6	181.9	199.6	238.9
HNGPDS	GAZ NATUREL	119.2	141.1	143.9	147.6	152.0	165.7	182.4	196.6	210.1	243.8
HLPPDS	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	3.7	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7
HCCPDS	CHARBON	115.3	118.4	112.4	111.9	114.0	130.0	161.3	164.8	190.0	159.6
HENPDS	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	61.3
HEHPDS	HYDROELECTRICITE	33.2	27.3	33.6	33.6	33.6	33.8	33.9	58.8	58.0	67.8
HOFPDS	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	10.9	12.8	13.0	13.2	13.5	14.3	15.2	16.3	17.4	19.6
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2S	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	399.9	419.2	419.9	424.0	433.2	472.8	536.3	581.2	638.4	707.9
HEHP2S	HYDROELECTRICITE	11.4	9.4	11.5	11.5	11.5	11.6	11.6	20.2	19.9	23.3
HENP2S	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.0
	RATIOS:										
RRDPHS	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	144.02	158.44	156.80	155.79	154.75	151.83	147.27	141.28	136.73	130.51
RCDPRS	CONS. COMM. / PIR COMM	5.99	5.85	5.77	5.71	5.67	5.54	5.43	5.37	5.34	5.31
RIDPRS	CONS. IND. / PIR IND	19.02	18.70	18.81	18.91	18.97	19.23	19.43	19.42	19.34	19.08
RSDPCS	CONS. SEC. / POP. (GJ)	265.57	269.77	271.14	271.00	274.19	284.76	303.39	325.43	346.62	396.02
RSDPRS	" " / PIR	17.90	18.71	17.69	17.34	17.10	16.99	16.90	16.78	16.66	16.54
REUPCS	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	276.79	282.04	284.10	284.37	287.96	299.22	318.32	341.39	363.75	415.68
REUPRS	" " / PIR	18.66	19.56	18.54	18.20	17.96	17.85	17.73	17.61	17.48	17.36
RPDPCS	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	411.20	429.39	431.81	433.34	439.59	466.24	512.57	554.93	590.95	663.53
RPDPRS	" " / PIR	27.72	29.77	28.17	27.73	27.41	27.82	28.54	28.62	28.40	27.72

TABLEAU B.9.7: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: ALBERTA
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDA	CONSOMMATION SECONDAIRE:	778.2	844.1	855.4	855.2	868.2	928.7	1007.9	1109.4	1227.4	1534.9
HRPSDA	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	308.4	326.1	324.9	320.6	323.5	338.5	371.2	415.0	461.9	573.1
HNGSDA	GAZ NATUREL	304.8	342.4	350.5	353.6	358.7	383.3	396.9	420.9	457.6	552.9
HELSDA	ELECTRICITE	120.1	125.7	129.6	130.4	134.4	151.5	180.2	209.4	238.9	327.9
HCCSDA	CHARBON	0.9	1.3	1.3	1.2	1.2	0.9	0.7	0.7	0.7	0.9
HLPSDA	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	22.5	25.9	26.1	26.5	26.9	29.5	32.1	34.4	37.0	44.4
HKGSDA	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HSTSDA	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDA	AUTRES	21.3	22.7	23.0	22.9	23.4	25.0	26.8	29.1	31.2	35.8
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDA	TOTALE	1485.7	1565.3	1606.0	1607.4	1632.2	1784.8	2022.1	2251.2	2510.2	3060.1
HTSEUA	UTILISATION FINALE	1128.7	1217.3	1231.2	1231.9	1256.3	1363.3	1530.0	1689.7	1874.9	2214.1
HTSSDA	CONS. SECONDAIRE	778.2	844.1	855.4	855.2	868.2	928.7	1007.9	1109.4	1227.4	1534.9
HTSRAA	RESIDENTIELLE	182.4	205.9	207.7	210.1	212.9	224.3	230.0	236.4	250.0	292.9
HTSCPA	COMMERCIALE	126.1	133.2	139.8	143.7	144.9	152.8	164.7	178.9	191.8	222.5
HTSINA	INDUSTRIELLE	241.6	268.9	273.3	269.1	275.9	303.7	341.7	392.7	451.4	609.6
HTSTRA	TRANSPORT	228.9	236.2	234.5	232.3	234.5	247.8	271.5	301.5	334.2	410.0
HTSNEA	USAGES NON ENERGETIQUES	350.6	373.3	375.8	376.7	388.1	434.6	522.1	580.3	647.5	679.2
HELIRA	TRANSF. INTERR. D'ELECT	1.9	8.9	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
HTSPCA	BESOINS DU PRODUCTEUR	68.6	73.7	75.1	75.9	77.0	86.0	96.8	106.4	116.7	141.7
HTSCLA	PERTES EN CONVERSION	286.4	265.3	293.9	293.8	293.2	329.8	389.6	449.3	512.9	698.4
HTSPDA	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	1485.7	1565.3	1606.0	1607.4	1632.2	1784.8	2022.1	2251.2	2510.2	3060.1
HRPPDA	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	397.6	419.4	419.9	416.0	420.3	448.3	495.6	549.1	606.7	742.1
HNGPDA	GAZ NATUREL	567.5	638.7	715.2	710.3	669.1	721.1	799.4	871.9	933.0	1040.0
HLPPDA	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	118.5	126.7	126.9	127.2	133.7	160.5	183.2	185.6	238.5	245.9
HCCPDA	CHARBON	365.4	343.8	296.1	304.7	358.6	399.0	484.2	510.4	510.3	796.8
HENPDA	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HEHPDA	HYDROELECTRICITE	15.3	14.0	14.9	14.8	14.8	14.3	14.1	86.3	171.8	180.6
HOFPDA	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	21.3	22.7	33.0	34.4	35.8	41.7	45.6	47.9	50.0	54.6
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2A	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	1475.5	1556.1	1596.2	1597.7	1622.5	1775.5	2012.9	2194.4	2397.4	2941.4
HEHP2A	HYDROELECTRICITE	5.2	4.8	5.1	5.1	5.1	4.9	4.8	29.6	58.9	61.9
HENP2A	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	RATIOS:										
RRDPHA	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	171.06	194.16	192.19	190.85	189.10	183.49	171.35	160.17	155.31	155.90
RCDPRA	CONS. COMM. / PIR COMM	6.00	6.08	6.00	5.94	5.88	5.74	5.61	5.54	5.51	5.50
RIDPRA	CONS. IND. / PIR IND	13.10	12.92	12.75	12.61	12.47	12.05	11.74	11.52	11.49	11.83
RSDPCA	CONS. SEC. / POP. (GJ)	327.19	353.09	354.44	349.86	349.53	347.67	349.42	360.64	377.37	432.49
RSDPRA	" " / PIR	17.06	17.55	17.38	17.31	16.99	16.80	16.40	16.13	16.09	16.48
REUPCA	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	474.60	509.24	510.17	503.98	505.80	510.37	530.41	549.28	576.45	623.88
REUPRA	" " / PIR	24.75	25.31	25.02	24.94	24.58	24.67	24.89	24.56	24.57	23.77
RPDPCA	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	624.68	654.80	665.46	657.59	657.15	668.21	701.01	731.78	771.81	862.23
RPDPRA	" " / PIR	32.57	32.55	32.63	32.54	31.93	32.30	32.90	32.72	32.90	32.85

TABLEAU B.9.8: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: C.B.+YK.+T.N.O.
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDZ	CONSOMMATION SECONDAIRE:	834.1	873.1	881.3	890.9	912.4	976.9	1057.3	1161.2	1266.7	1522.2
HRPSDZ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	308.4	322.6	323.5	318.7	322.9	334.4	353.6	388.5	429.4	530.1
HNGSDZ	GAZ NATUREL	154.9	168.1	172.0	188.2	195.7	213.7	224.4	238.6	257.9	301.0
HELSDZ	ELECTRICITE	170.4	176.6	178.8	175.8	181.3	204.9	238.2	272.5	298.6	368.8
HCCSDZ	CHARBON	2.6	2.3	2.2	2.2	2.1	2.3	2.5	2.9	3.4	4.4
HLPSDZ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	12.5	12.8	13.6	14.0	14.5	17.0	19.6	21.4	22.7	25.9
HKGSDZ	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.5	1.7	2.0
HSTSDZ	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDZ	AUTRES	184.1	189.4	189.9	190.8	194.6	203.4	217.6	235.6	253.1	290.1
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDZ	TOTALE	1293.0	1331.5	1352.2	1356.3	1391.9	1513.7	1672.4	1869.0	2045.2	2451.9
HTSEUZ	UTILISATION FINALE	890.1	929.7	938.7	948.8	971.1	1036.8	1118.8	1225.7	1334.4	1597.4
HTSSDZ	CONS. SECONDAIRE	834.1	873.1	881.3	890.9	912.4	976.9	1057.3	1161.2	1266.7	1522.2
HTSRAZ	RESIDENTIELLE	112.1	125.0	128.1	131.7	135.6	150.3	158.7	164.8	170.7	188.7
HTSCPZ	COMMERCIALE	101.5	104.7	108.3	111.3	114.7	128.1	142.9	157.6	169.8	196.4
HTSINZ	INDUSTRIELLE	396.9	409.8	407.8	408.3	417.6	442.5	485.3	544.9	604.5	747.6
HTSTRZ	TRANSPORT	224.4	233.6	237.1	239.6	244.4	255.9	270.5	293.9	321.7	389.5
HTSNEZ	USAGES NON ENERGETIQUES	56.0	56.7	57.4	57.9	58.6	59.9	61.5	64.6	67.7	75.2
HELIRZ	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-2.0	-9.0	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8
HTSPCZ	BESOINS DU PRODUCTEUR	62.8	53.0	52.7	53.1	54.6	60.9	67.4	74.5	81.0	93.7
HTSCLZ	PERTES EN CONVERSION	342.0	357.8	366.6	360.2	372.0	421.8	492.0	574.5	635.5	766.6
HTSPDZ	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	1293.0	1331.5	1352.2	1356.3	1391.9	1513.7	1672.4	1869.0	2045.2	2451.9
HRPPDZ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	363.4	383.9	385.2	380.5	386.0	401.0	422.3	461.1	509.2	621.9
HNGPDZ	GAZ NATUREL	206.6	216.4	217.1	234.3	242.4	263.6	276.7	317.3	351.9	356.9
HLPPDZ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	12.9	13.4	14.2	14.6	15.2	17.6	20.3	22.2	23.1	26.4
HCCPDZ	CHARBON	7.1	3.7	3.6	3.5	3.5	3.7	4.1	44.0	66.3	6.5
HENPDZ	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HEHPDZ	HYDROELECTRICITE	519.1	524.7	532.0	521.3	538.2	610.0	717.0	774.2	827.0	1135.6
HOFPDZ	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	184.1	189.4	200.1	202.2	206.6	217.7	232.1	250.2	267.6	304.6
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2Z	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	952.0	986.7	1002.6	1013.8	1038.2	1112.8	1201.3	1360.2	1501.7	1705.7
HEHP2Z	HYDROELECTRICITE	178.0	179.9	182.4	178.7	184.5	209.2	245.8	265.4	283.5	389.3
HENP2Z	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	RATIOS:										
RRDPHZ	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	92.75	102.37	103.15	104.35	105.40	108.86	105.75	101.21	97.03	92.29
RCDPRZ	CONS. COMM. / PIR COMM	4.26	4.23	4.30	4.37	4.44	4.60	4.68	4.70	4.71	4.71
RIDPRZ	CONS. IND. / PIR IND	27.93	27.28	26.98	26.78	26.34	25.57	24.51	23.49	22.62	21.33
RSDPCZ	CONS. SEC. / POP. (GJ)	277.85	287.22	285.83	284.71	287.10	288.92	292.17	303.52	316.16	353.04
RSDPRZ	" " / PIR	18.86	18.79	18.62	18.61	18.45	18.39	18.05	17.86	17.67	17.60
REUPCZ	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	296.50	305.86	304.45	303.22	305.55	306.65	309.16	320.39	333.06	370.47
REUPRZ	" " / PIR	20.13	20.00	19.84	19.82	19.63	19.52	19.10	18.85	18.61	18.46
RPDPCZ	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	430.71	438.05	438.57	433.46	437.98	447.70	462.14	488.53	510.45	568.65
RPDPRZ	" " / PIR	29.24	28.65	28.57	28.33	28.14	28.50	28.54	28.74	28.52	28.34

ANNEXE C : TABLEAUX POUR LE SECOND SCÉNARIO

C.1 Hypothèses macro-économiques
C.2 Prix mondiaux et intérieurs du pétrole brut
C.3 Prix du gaz naturel sur les marchés intérieur et d'exportation
C.4 Détermination du prix de l'électricité
C.5 Tableau comparatif des prix des combustibles par secteur
C.6 Offre et demande de pétrole
C.7 Offre et demande de gaz naturel et de gaz de pétrole liquéfiés
C.8 Offre et demande d'électricité
C.9 Sommaire des résultats - Demande d'énergie

TABLEAU C.1: HYPOTHESES MACROECONOMIQUES REGION: CANADA

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRODUIT INTERIEUR REEL (EN $ CONSTANTS DE 1981)										
RDPC	PIR - TOTAL	379.24	394.62	404.08	410.15	427.60	472.78	541.71	625.58	713.44	921.09
RDPAGC	- AGRICULTURE	11.48	10.59	11.59	11.88	12.87	13.77	15.49	17.54	19.69	24.72
RDPINC	- INDUSTRIE	125.26	132.78	135.25	136.71	143.31	161.85	190.79	227.95	267.38	363.02
RDPIRC	- FER ET ACIER	1.42	1.53	1.56	1.56	1.64	1.85	2.20	2.64	3.10	4.26
RDPCPC	- COMM. ET ADM. PUB	200.33	208.10	213.70	217.33	222.08	244.76	276.40	312.13	343.28	415.20
RDPAVC	- AERONAUTIQUE	2.83	2.96	3.02	3.08	3.24	3.66	4.31	5.16	6.07	8.34
RDPRLC	- TRANSP. FERR	3.02	3.17	3.22	3.30	3.46	3.92	4.64	5.57	6.56	9.00
RDPPCC	PIR PAR HAB	14806.70	15243.73	15439.82	15500.42	15962.29	16837.57	18332.34	20279.43	22280.41	27131.58
YPDKC	REV. PERS. DISP. REEL	268.09	274.80	279.19	281.43	289.19	317.08	356.25	398.70	445.70	553.24
YPDPCC	REV. PERS. DISP. PAR HAB	10467.22	10615.14	10667.83	10635.69	10795.54	11292.40	12056.22	12924.66	13919.07	16296.31
	PRIX ET COUTS: (1981=1.0)										
PWPIUS	IPP AUX E.-U. (1982=100)	102.8	106.9	110.6	113.4	117.7	135.4	163.5	201.1	244.7	362.2
PGDP	DEGONFLEUR DU PIB - TOTAL	1.307	1.354	1.401	1.437	1.489	1.711	2.060	2.521	3.053	4.475
PGDPAG	- AGRICULTURE	1.063	1.091	1.110	1.135	1.180	1.378	1.662	2.046	2.499	3.728
PGDPIN	- INDUSTRIE	1.296	1.345	1.392	1.427	1.480	1.699	2.030	2.477	2.976	4.322
PGDPCP	- COMMERCE	1.357	1.415	1.469	1.511	1.573	1.832	2.229	2.775	3.393	5.071
PCXDE	DEG. CONS. PERS., EXC. ENERGIE	1.379	1.435	1.481	1.528	1.585	1.830	2.179	2.666	3.244	4.802
CPI	INDICE-PRIX A LA CONSOMMATION	1.382	1.438	1.491	1.531	1.591	1.840	2.218	2.734	3.323	4.919
PFX	TAUX DE CHANGE ($CAN./$US)	1.326	1.229	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
RIPRVB	REND. MOY.-OBLIG. PROV	10.8	10.6	11.3	10.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
	DEMOGRAPHIE: (EN MILLIERS)										
POPC	POPULATION TOTALE	25613.	25887.	26172.	26461.	26788.	28079.	29549.	30848.	32021.	33949.
HHC	NOMBRE TOTAL DE MENAGES	9556.	9728.	9893.	10052.	10231.	10887.	11676.	12549.	13488.	15582.
RHHSTC	MENAGES SIMPLES/TOTAL	0.640	0.638	0.637	0.636	0.635	0.633	0.630	0.625	0.619	0.605
	POP. ACTIVE: (EN MILLIERS)										
POPLFC	POPULATION 15 ANS ET PLUS	19825.	20065.	20298.	20525.	20757.	21648.	22717.	23830.	24998.	27508.
LFC	POPULATION ACTIVE	13121.	13383.	13584.	13785.	13956.	14662.	15594.	16586.	17457.	19338.
EMPC	NOMBRE TOTAL D'EMPLOIS	11954.	12342.	12533.	12615.	12854.	13471.	14410.	15607.	16498.	18287.
URATEC	TAUX DE CHOMAGE (%)	8.89	7.78	7.74	8.49	7.89	8.12	7.60	5.90	5.50	5.44
RDPPEC	PRODUCTIVITE DE MAIN D'OEUVRE	31724.	31974.	32242.	32513.	33265.	35096.	37594.	40082.	43245.	50369.
	VEHICULES DES PARTICULIERS:										
NPVSTC	VENTES - VOLUME...(EN MILLIERS)	1065.1	1073.9	1073.0	1112.4	1188.9	1315.9	1428.4	1546.4	1710.2	2065.4
ENPVS	- CONSOMMATION.(L/100KM)	10.9	10.8	10.9	10.9	10.9	10.7	10.4	10.1	10.0	9.9
KTPVSC	STOCK - VOLUME...(EN MILLIERS)	9979.0	10181.1	10333.7	10518.2	10767.8	11921.7	13417.4	14809.6	16209.9	19537.6
EKTPVC	- CONSOMMATION.(L/100KM)	11.5	11.7	11.5	11.3	11.2	10.9	10.6	10.4	10.1	10.0
KTMAC	STOCK DE CAPITAL MANUFACTURIER. (MILLIARDS DE $ CONST. DE 1981)	120.759	130.660	133.727	135.541	143.742	166.767	202.720	248.863	297.843	416.624
KGDSC	CAP. DE DIST. DU GAZ NAT. (EN MILLIONS DE METRES CUBES)	896.	898.	901.	908.	918.	943.	972.	1002.	1028.	1081.
DDAYSC	DEGRES-JOURS (NORMALE=1)	0.896	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

TABLEAU C.2: PRIX DU PETROLE BRUT SUR LES MARCHES
INTERNATIONAL ET INTERIEUR ($ PAR METRE CUBE)

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	WEST TEXAS INTERMEDIATE: ($US)										
PWTCU	A CUSHING	120.56	100.53	94.39	94.39	100.31	128.06	173.81	235.73	286.83	424.52
PWTCUR	EN TERMES REELS ($1989)	130.41	104.58	94.39	90.76	92.74	101.21	112.90	125.86	125.87	125.85
TOCUCH	TRANSPORT A CHICAGO	2.83	2.83	2.88	2.92	2.97	3.19	3.51	3.90	4.30	5.24
TRFDU	TAXES AUX RAFFINERIES AMER.	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52	0.52
PWTCH	A CHICAGO	123.91	103.88	97.79	97.83	103.80	131.77	177.83	240.14	291.65	430.28
	BRENT ($US)										
PBRNS	MER DU NORD (F.O.B)	115.83	94.18	89.82	89.95	95.90	123.42	168.27	229.00	279.05	414.05
TOLOSS	PERTES DANS L'OCEAN	0.46	0.38	0.36	0.36	0.38	0.49	0.67	0.92	1.12	1.66
TONSPO	TRANSPORT A PORTLAND	4.68	5.05	5.14	5.20	5.30	5.69	6.26	6.95	7.67	9.35
TOPOMO	TRANSPORT A MONTREAL	4.06	4.66	4.74	4.80	4.89	5.25	5.77	6.41	7.07	8.62
PBRMO	MONTREAL (C.A.F)	125.04	104.27	100.06	100.32	106.47	134.85	180.96	243.27	294.92	433.67
	PRIX A L'IMPORTATION:										
PCRICA	AJUSTEMENT POUR LE MELANGE	-4.15	-2.51	-3.00	-3.01	-3.19	-4.05	-5.43	-7.30	-8.85	-13.01
PCRMU	A MONTREAL (C.A.F) ($US)	120.89	101.76	97.06	97.31	103.28	130.80	175.54	235.98	286.07	420.66
PFX	TAUX DE CHANGE ($CAN/$US)	1.326	1.229	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250	1.250
PCRMT	A MONTREAL (C.A.F) ($CAN)	160.27	125.05	121.32	121.63	129.10	163.50	219.42	294.97	357.58	525.83
	PRIX AU PAIR CANADIEN:										
PPACH	A CHICAGO ($US)	122.34	102.50	96.81	96.85	102.76	130.45	176.06	237.74	288.73	425.97
TRFPAU	DROITS AMER. D'IMPORTATION	1.64	1.56	1.39	1.23	1.07	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
TOBOCH	TRANSPORT A LA FRONTIERE CAN.	2.98	2.97	3.02	3.06	3.12	3.35	3.68	4.09	4.52	5.50
TOBOED	TRANSPORT A EDMONTON	2.29	2.52	2.57	2.60	2.65	2.84	3.12	3.45	3.80	4.61
PPAED	EDMONTON ($CAN)	153.05	117.29	112.29	112.45	119.90	154.40	210.65	286.83	349.59	518.90
	PRIX AUX RAFFINERIES ($CAN):										
PCRATA	ALBERTA	149.25	114.75	107.57	107.72	114.86	147.91	201.79	274.77	334.89	497.08
PCRATO	ONTARIO	152.69	122.47	117.18	115.83	121.58	154.85	208.87	281.95	343.93	507.29
PCRATQ	QUEBEC	156.05	121.83	119.12	117.43	122.84	156.14	210.18	283.24	345.61	509.16
PCRATF	PROV. DE L'ATLANTIQUE	154.88	119.33	115.40	115.63	122.99	156.94	212.21	286.96	348.74	515.05

TABLEAU C.3: PRIX DU GAZ NATUREL, INTERNE ET
A L'EXPORTATION ($ PAR GIGAJOULE)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRIX INTERIEUR:										
	A LA FRONTIERE DE L'ALB.....										
PNGAB	MOYEN NOMINAL.....	1.87	1.77	1.88	1.99	2.11	2.82	3.93	5.63	6.88	10.14
PRNGAB	MOYEN REEL (1981=1.0).....	1.43	1.31	1.34	1.38	1.42	1.65	1.91	2.23	2.25	2.27
PNGABR	RESIDENTIEL.....	2.24	2.10	2.20	2.20	2.35	3.09	4.08	5.85	7.15	10.56
PNGABC	COMMERCIAL.....	2.14	2.01	2.05	2.11	2.26	2.97	4.00	5.74	7.02	10.37
PNGABI	INDUSTRIEL.....	1.69	1.61	1.73	1.82	1.92	2.63	3.84	5.51	6.74	9.96
PGDSAB	VENTES DIRECTES.....	1.39	1.38	1.38	1.63	1.82	2.54	3.71	5.32	6.50	9.60
PCMPAB	PCMC.....	1.80	1.69	1.85	1.89	1.95	2.66	3.89	5.58	6.83	10.08
GOPAR	RAPPORT GAZ/PETROLE A TORONTO.	0.74	0.79	0.88	0.93	0.94	0.94	0.94	0.96	0.96	0.96
	PRIX A L'EXPORTATION:										
PNGXT	NOMINAL (EN DOLLARS CAN.).....	2.43	2.19	2.30	2.40	2.52	3.19	4.38	6.18	7.56	11.15
PRNGXT	REEL (EN DOLLARS CAN.).....	1.86	1.62	1.64	1.67	1.69	1.86	2.13	2.45	2.48	2.49
PFX	TAUX DE CHANGE ($CAN/$US).....	1.33	1.23	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25	1.25
PNGXU	EN DOLLARS U.S.....	1.83	1.77	1.84	1.92	2.02	2.55	3.50	4.95	6.04	8.92

TABLEAU C.4: DETERMINATION:PRIX DE L'ELECTRICITE (VALEUR NOMINALE) REGION: CANADA

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRIX DES COMBUSTIBLES: ($ PAR GJ)										
PCCUEC	CHARBON	1.270	1.426	1.367	1.342	1.405	1.896	2.601	3.566	4.369	5.954
PHFUEC	MAZOUT LOURD	3.120	2.358	2.251	2.250	2.405	3.667	5.627	7.519	9.078	12.799
PDSUEC	DISTILLATS	7.480	6.297	6.239	6.276	6.643	8.278	10.614	13.424	16.511	23.993
PNGUEC	GAZ NATUREL	1.690	1.907	1.777	1.693	1.973	2.675	3.982	6.198	7.411	10.828
PNUUEC	COMBUSTIBLES NUCLEAIRES	0.438	0.485	0.502	0.515	0.533	0.613	0.738	0.903	1.093	1.603
POFUEC	AUTRES COMBUSTIBLES	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
	DEPENSES PLANIFIEES: (10E6 $).										
FPETTC	DEPENSES PLANIFIEES TOTALES	18058.3	18738.3	19552.5	20343.8	21420.1	27311.3	41918.6	63000.3	85577.4	155951.1
FPEOCC	FRAIS D'EXPLOITATION PLAN	6605.5	7327.4	7585.1	7814.9	8553.1	11531.3	17712.0	25649.1	33456.2	61425.3
FPFULC	FRAIS DE COMBUSTIBLES PLAN	1735.6	2007.7	1919.7	1952.3	2204.9	3876.4	6813.7	10506.5	12943.7	23339.7
FIWSAC	SALAIRES ET TRAITEMENTS	2877.9	3217.6	3411.7	3549.9	3796.9	4702.7	6679.2	9411.9	12724.1	23808.5
FPEOOC	AUTRES FR. D'EXPLOITATION.	785.5	875.9	957.1	974.1	1128.8	1230.5	1842.1	2532.9	3491.8	6674.4
FITXSC	TAXES INDIRECTES	732.7	755.7	773.7	803.4	843.3	993.9	1343.8	1777.3	2361.1	3912.1
FIROYC	REDEVANCES	473.8	470.4	522.9	535.2	579.2	727.8	1033.1	1420.4	1935.5	3690.7
FIEFXC	CHARGES FIXES	8913.1	9290.6	9461.7	9931.8	10292.8	12108.3	18869.1	28894.8	41590.8	82012.8
FIINTC	INTERETS DEBITEURS NETS	6728.5	7086.9	7134.4	7491.1	7723.1	8934.1	13951.7	21357.7	30896.7	61352.8
FIDEPC	DEPRECIATION	2184.6	2203.6	2327.3	2440.7	2569.7	3174.1	4917.4	7537.1	10694.1	20660.0
FIRETC	REND. TOTAL DE L'AVOIR NET	1656.4	1616.1	1915.3	2136.1	2152.2	3372.4	4193.9	6704.5	8841.1	10883.2
FICRPC	CONTRIBUTION A LA RESERVE PL	-8.4	-16.9	-30.7	-164.9	-216.9	-403.1	325.6	764.8	508.5	-80.3
FPFEXC	PERTE DE CHANGE PLANIFIEE	379.3	-10.7	70.8	61.6	53.6	30.7	15.3	7.6	3.8	0.9
FIITXC	IMPOT SUR LE REVENU	317.9	329.9	341.4	350.1	363.1	416.8	498.0	607.7	730.2	1060.2
FIEOXC	AUTRES FRAIS	194.5	201.9	208.9	214.2	222.2	255.0	304.7	371.9	446.8	648.8
	REVENUS (EN MILLIONS DE $):										
FISAXC	VENTES NETTES A L'ETRANGER	1481.7	920.1	1045.8	986.4	969.9	1441.5	2292.6	2932.2	3668.6	4499.3
FMRESC	VENTES A L'ETRANGER	1741.7	1160.4	1522.7	1428.3	1203.6	1635.6	3252.8	4194.2	5208.9	6463.4
FMCEPC	ACHATS A L'ETRANGER	260.0	240.2	476.9	441.9	233.8	194.1	960.1	1262.0	1540.3	1964.2
FISUBC	SUBVENTIONS	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9
FIROTC	AUTRES PRODUITS D'EXPL	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4	451.4
FIOTIC	AUTRES REVENUS	699.2	725.8	751.1	770.1	798.7	916.8	1095.5	1336.9	1606.3	2332.3
FMRRQC	BESOINS PLAN. EN RECETTES INTER (EN MILLIONS DE $)	15424.0	16639.0	17302.3	18134.0	19198.2	24499.6	38077.2	58278.0	79849.3	148666.2
VEUIPC	VENTES INTERIEURES PLAN. (GHW).	367444.	381694.	393169.	398918.	414409.	472127.	569303.	663143.	761301.	1021722.
	PRIX MOYENS: (CENTS/KWH)										
PELCAC	SELON BESOINS EN RECETTES	4.327	4.480	4.426	4.572	4.682	5.476	7.091	9.057	10.685	14.773
PELAAC	PRIX ANNONCES	4.327	4.548	4.644	4.678	4.755	5.227	6.535	8.452	10.239	14.170
PELFAC	PRIX PREVUS	4.327	4.548	4.664	4.737	4.873	5.384	6.868	8.911	10.621	14.759

TABLEAU C.5: PRIX DE L'ENERGIE-UNITES THERMIQUES REGION: CANADA
($/GIGAJOULE)

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	IND. DES PRIX D'ENERGIE (81=1.0)										
PDIRAC	RESIDENTIEL.....	1.41	1.47	1.53	1.56	1.62	1.84	2.32	3.05	3.71	5.28
PDICPC	COMMERCIAL.....	1.47	1.50	1.56	1.58	1.64	1.82	2.30	3.04	3.70	5.27
PDIINC	INDUSTRIEL.....	1.36	1.35	1.39	1.40	1.45	1.66	2.14	2.83	3.46	4.90
PDITRC	TRANSPORT.....	1.31	1.32	1.37	1.42	1.45	1.74	2.18	2.79	3.39	5.01
PDISDC	DEMANDE SECONDAIRE TOTALE...	1.37	1.39	1.44	1.47	1.52	1.75	2.22	2.90	3.54	5.08
	PRIX SECTORIELS REGIONAUX: ($/GJ - RAJ. SELON RENDEMENT)										
PULFRC	MAZOUT LEGER - RESIDENTIEL.....	11.41	12.18	12.26	12.41	12.97	15.61	19.79	25.48	31.04	45.97
PULFCC	- COMMERCIAL.....	9.14	9.68	9.75	9.88	10.34	12.47	15.82	20.37	24.81	36.72
PUHFIC	MAZOUT LOURD - INDUSTRIEL.....	3.61	2.90	2.77	2.76	2.92	3.81	5.26	7.23	8.82	13.03
PUHFCC	- COMMERCIAL.....	3.87	3.19	3.05	3.00	3.17	4.12	5.67	7.78	9.49	14.01
PUNGRC	GAZ NATUREL - RESIDENTIEL.....	7.59	7.50	7.87	7.99	8.40	10.27	12.93	17.23	20.98	30.83
PUNGCC	- COMMERCIAL.....	5.43	5.40	5.56	5.70	6.02	7.39	9.48	12.74	15.56	23.04
PUNGIC	- INDUSTRIEL.....	3.97	3.64	3.46	3.32	3.43	4.48	6.19	8.54	10.43	15.39
PUELRC	ELECTRICITE - RESIDENTIEL.....	13.02	14.02	14.62	14.90	15.38	16.74	21.03	27.65	33.66	46.84
PUELCC	- COMMERCIAL.....	16.46	17.10	17.81	18.07	18.55	20.00	25.01	33.16	40.31	56.54
PUELIC	- INDUSTRIEL.....	9.41	9.72	10.14	10.36	10.70	11.64	14.64	19.05	23.25	32.33
	PRIX RELATIFS:(RAJ. SELON REND.)										
	RESIDENTIEL:										
RPEORC	ELECTRICITE / MAZ. LEGER....	1.14	1.15	1.19	1.20	1.19	1.07	1.06	1.09	1.08	1.02
RPEGRC	ELECTRICITE / GAZ NATUREL...	1.72	1.87	1.86	1.86	1.83	1.63	1.63	1.61	1.60	1.52
RPOGRC	MAZ. LEGER / GAZ NATUREL...	1.50	1.62	1.56	1.55	1.54	1.52	1.53	1.48	1.48	1.49
	COMMERCIAL:										
RPEOCC	ELECTRICITE / MAZ. LEGER....	1.80	1.77	1.83	1.83	1.79	1.60	1.58	1.63	1.62	1.54
RPEGCC	ELECTRICITE / GAZ NATUREL...	3.03	3.17	3.20	3.17	3.08	2.71	2.64	2.60	2.59	2.45
RPOGCC	MAZ. LEGER / GAZ NATUREL...	1.68	1.79	1.75	1.73	1.72	1.69	1.67	1.60	1.59	1.59
	INDUSTRIEL:										
RPEOIC	ELECTRICITE / MAZ. LOURD....	2.61	3.35	3.66	3.76	3.67	3.06	2.78	2.64	2.64	2.48
RPEGIC	ELECTRICITE / GAZ NATUREL...	2.37	2.67	2.93	3.12	3.12	2.60	2.37	2.23	2.23	2.10
RPOGIC	MAZ. LOURD / GAZ NATUREL...	0.91	0.80	0.80	0.83	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85

TABLEAU C.6: OFFRE ET DEMANDE DE PETROLE
(MILLIERS DE METRES CUBES PAR JOUR)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	PRODUCTION DE BRUT AU CANADA:										
VCRPN	TOTALE.....	261.6	273.5	274.0	274.0	272.0	241.7	230.2	238.0	240.0	249.1
QCROO	- ANC. PET. CLASSIQUE.....	77.6	69.7	59.6	54.5	46.1	27.6	16.6	9.9	6.3	2.7
QSOPN	- PETROLE SYNTHETIQUE.....	28.7	31.7	33.5	33.5	33.5	34.9	36.3	47.3	47.3	47.3
QCRER	- RECUPER. ASSISTEE.....	17.4	18.4	18.2	18.7	19.2	19.5	20.9	23.2	22.9	17.8
QCRNT	- NOUVEAU PETROLE.....	137.9	153.7	162.7	167.3	173.2	160.7	157.4	158.6	164.4	182.3
QCRUN	- PROD. NETTE PAR REVALOR..	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
	DEMANDE DE BRUT AU CANADA:										
VRPDDC	DEMANDE DE PRODUITS PETROLIERS	227.6	239.1	242.1	246.6	255.3	288.8	324.3	357.2	389.9	478.8
VCRRG	GAINS ET CORR. EN RAFFINERIE..	13.0	13.2	13.3	13.4	13.6	14.2	14.9	15.6	16.3	18.0
QLPRN	PROD. NETTE GPL EN RAFFINERIE.	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
QLPPR	- PROD. TOT. GPL EN RAFF...	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
VLPRP	- CONS. GPL EN RAFFINERIE..	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6
VCRDD	DEMANDE DE BRUT AU CANADA.....	214.8	226.1	229.0	233.4	242.0	274.7	309.6	341.8	373.8	460.9
	VARIATION DES STOCKS:										
VRPSC	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES...	3.7	-3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VCRSC	PETROLE BRUT.....	3.4	-2.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	EXPORTATION:										
VPEXT	TOTALE.....	125.7	149.6	140.4	142.4	131.4	80.5	61.8	59.9	69.0	85.1
VCRXT	- PETROLE BRUT - TOTAL.....	98.7	112.8	102.4	102.4	93.4	45.5	36.8	39.9	49.0	65.1
VLMXS	- LEGER ET MOYEN.....	41.9	49.9	45.0	45.0	35.0	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VHVXS	- LOURD (+ DILUANTS)...	56.8	62.9	57.4	57.4	58.4	40.5	36.8	39.9	49.0	65.1
VCRXE	- ECHANGES.....	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VRPXT	- PRODUITS PET. - TOTAL....	27.0	36.8	38.0	40.0	38.0	35.0	25.0	20.0	20.0	20.0
	IMPORTATION:										
VPEMT	TOTALE.....	86.0	96.6	95.3	101.8	101.3	113.5	141.2	163.7	202.9	297.0
VCRMT	- PET. BRUT - TOTAL.....	64.0	72.3	70.3	76.8	76.3	88.5	111.2	123.7	152.9	237.0
VRPMT	- PROD. PET. -TOTAL.....	22.0	24.3	25.0	25.0	25.0	25.0	30.0	40.0	50.0	60.0
VPEMN	IMPORTATION NETTE.....	-39.7	-53.0	-45.0	-40.6	-30.0	33.0	79.4	103.8	133.9	211.8

TABLEAU C.7: OFFRE ET DEMANDE DE GAZ NATUREL
ET DE GPL

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	GAZ NATUREL MARCHAND: (10E6 M3)										
VNGPN	PRODUCTION TOTALE.....	79252.	92095.	93073.	97019.	99454.	115432.	127506.	137434.	146234.	166937.
VNGDD	DEMANDE INTERIEURE.....	51246.	56774.	59741.	60954.	61789.	70967.	80207.	90135.	98935.	119638.
VNGSC	VARIATION DES STOCKS.....	-83.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.	0.
VNGXT	EXPORTATION.....	28023.	35900.	34002.	36835.	38535.	45336.	48169.	48169.	48169.	48169.
VNGMT	IMPORTATION.....	93.	309.	400.	500.	600.	600.	600.	600.	600.	600.
VNGAJ	RAJUSTEMENT STATISTIQUE.....	-160.	270.	270.	270.	270.	270.	270.	270.	270.	270.
	GPL DES USINES A GAZ (10E3 M3/J)										
QLPRN	PROD. NETTE DES RAFFINERIES..	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20
VGPPN	PROD. DES USINES A GAZ.....	56.11	60.35	62.27	63.81	64.54	68.47	72.06	73.88	76.66	81.88
VPBPN	PROPANE & BUTANE.....	21.47	22.60	22.37	22.49	22.43	22.91	23.61	24.74	25.74	28.09
VETPN	ETHANE.....	8.93	10.06	9.99	10.23	10.31	11.27	12.15	13.14	14.02	16.09
QPBRS	DES USINES DE RETRAITEMENT.	25.70	27.70	29.90	31.10	31.80	34.30	36.30	36.00	36.90	37.70
VGPDD	DEMANDE INTERIEURE.....	25.77	27.92	27.85	27.96	29.00	34.32	37.90	38.55	46.37	50.34
VGPER	BESOINS POUR RECUP. ASSISTEE.	15.50	19.30	18.90	17.70	13.00	2.50	0.40	0.00	0.00	0.00
VGPSC	VARIATION DES STOCKS.....	2.75	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
VGPAJ	RAJUSTEMENT STATISTIQUE.....	-0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
VGPXT	EXPORTATION.....	12.47	13.33	15.72	18.36	22.74	31.85	33.96	35.53	30.49	31.74

TABLEAU C.8: OFFRE ET DEMANDE D'ELECTRICITE (GIGAWATT HEURES)

REGION: CANADA

		PREVISION								
	1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
	CAPACITE DE PRODUCTION:.....									
KEGCTC	TOTALE.....	100705.	109071.	111275.	112856.	115956.	124230.	146445.	166852.	186677.	237978.
KEGCUC	RESEAUX PUBLICS.....	94461.	101806.	103989.	105457.	108534.	116543.	138698.	159105.	178930.	230231.
KEGCIC	INDUSTRIE.....	6244.	7265.	7286.	7399.	7422.	7687.	7747.	7747.	7747.	7747.
	PROD. PLANIFIEE (CANGEN):									
	TOTALE:									
VEUPXC	RESEAUX PUBLICS.....	446916.	446050.	467001.	473208.	490528.	555551.	663371.	765786.	873475.	1142489.
VEIPXC	INDUSTRIE.....	36725.	38278.	40974.	41609.	41859.	50492.	51275.	51275.	51275.	51275.
	POUR DEMANDE INTERIEURE:									
VELDXC	TOTALE.....	439668.	456604.	470745.	479652.	497748.	567713.	667746.	773582.	879532.	1157189.
	UTIL. DE CAP. PLAN. (CANGEN):									
RGCUPC	RESEAUX PUBLICS (FRACTION)..	0.540	0.500	0.513	0.512	0.516	0.544	0.546	0.549	0.557	0.566
RGCIPC	INDUSTRIE (FRACTION).....	0.671	0.601	0.642	0.642	0.644	0.750	0.756	0.756	0.756	0.756
	VENTES ET ACHATS A L'ETRANGER:									
VELENC	VENTES NETTES A L'ETRANGER.....	43956.	27724.	37230.	35165.	34639.	38330.	46901.	43480.	45219.	36576.
VELXNC	EXP. NETTES AUX E.-U.....	43956.	27724.	37230.	35165.	34639.	38330.	46901.	43480.	45219.	36576.
VELESC	VENTES A L'ETRANGER.....	47427.	34030.	39710.	37645.	37119.	41522.	50093.	46672.	48411.	38668.
VELXTC	EXPORTATION.....	47427.	34030.	39710.	37645.	37119.	41522.	50093.	46672.	48411.	38668.
VELEPC	ACHATS A L'ETRANGER.....	3471.	6306.	2480.	2480.	2480.	3192.	3192.	3192.	3192.	2092.
VELMTC	IMPORTATION.....	3471.	6306.	2480.	2480.	2480.	3192.	3192.	3192.	3192.	2092.
VELIRC	TRANSF. INTERREG. NETS.....	0.	-2.	0.	0.	0.	0.	0.	1.	0.	0.
	PROD. POUR CONS. INTERIEURE:									
	(Y COMPRIS BESOINS DU PROD.)									
VELDDC	TOTALE.....	439668.	457751.	469963.	477983.	496448.	566857.	670608.	778993.	883667.	1169048.
VEUDDC	RESEAUX PUBLICS.....	402943.	419473.	428989.	436374.	454589.	516365.	619332.	727718.	832391.	1117772.
VEIDDC	INDUSTRIE.....	36725.	38278.	40974.	41609.	41859.	50492.	51275.	51275.	51275.	51275.
	PRODUCTION TOTALE:									
VELPNC	TOTALE.....	483641.	485473.	507193.	513148.	531087.	605187.	717509.	822474.	928886.	1205624.
VEUPNC	RESEAUX PUBLICS.....	446916.	447195.	466219.	471539.	489228.	554695.	666233.	771199.	877610.	1154348.
VEIPNC	INDUSTRIE.....	36725.	38278.	40974.	41609.	41859.	50492.	51275.	51275.	51275.	51275.
	UTILISATION DE LA CAPACITE:									
RGCUAC	RESEAUX PUBLICS (FRACTION)..	0.540	0.501	0.512	0.510	0.515	0.543	0.548	0.553	0.560	0.572
RGCIAC	INDUSTRIE (FRACTION).....	0.671	0.601	0.642	0.642	0.644	0.750	0.756	0.756	0.756	0.756

TABLEAU C.9.1: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: CANADA
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDC	CONSOMMATION SECONDAIRE:	6098.1	6429.1	6562.7	6672.6	6898.3	7656.7	8647.0	9711.9	10840.3	13753.4
HRPSDC	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	2402.5	2544.9	2600.5	2635.9	2711.5	2969.6	3293.6	3654.2	4053.8	5064.4
HNGSDC	GAZ NATUREL	1470.1	1598.2	1631.9	1677.6	1746.0	1956.7	2201.9	2461.4	2747.6	3481.9
HELSDC	ELECTRICITE	1452.2	1511.1	1551.9	1578.3	1639.2	1872.9	2215.3	2572.0	2915.9	3853.9
HCCSDC	CHARBON	49.7	51.8	50.3	49.1	50.5	53.1	61.3	72.4	84.6	116.3
HLPSDC	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	85.6	89.9	88.6	89.5	91.3	100.6	102.1	98.5	104.7	123.5
HKGSDC	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	173.5	181.2	183.0	183.0	188.3	202.4	223.9	248.7	273.6	329.3
HSTSDC	VAPEUR	27.6	33.0	33.0	33.2	35.9	41.5	50.9	60.7	71.0	98.3
HOFSDC	AUTRES	406.8	419.0	423.5	426.0	435.6	460.0	498.0	544.1	589.1	685.8
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDC	TOTALE	10385.6	10961.4	11225.5	11418.6	11810.1	13235.5	15162.0	17190.4	19250.1	24504.4
HTSEUC	UTILISATION FINALE	6895.4	7292.7	7443.3	7564.4	7816.2	8665.4	9794.7	10977.5	12230.5	15297.0
HTSSDC	CONS. SECONDAIRE	6098.1	6429.1	6562.7	6672.6	6898.3	7656.7	8647.0	9711.9	10840.3	13753.4
HTSRAC	RESIDENTIELLE	1239.8	1330.2	1354.1	1377.8	1407.4	1509.9	1606.1	1670.2	1748.0	2008.9
HTSCPC	COMMERCIALE	848.3	880.5	912.9	935.9	962.3	1077.0	1225.1	1382.8	1519.3	1835.7
HTSINC	INDUSTRIELLE	2285.6	2423.1	2468.3	2500.5	2610.3	2951.6	3454.9	4057.5	4701.3	6344.4
HTSTRC	TRANSPORT	1726.9	1795.2	1827.4	1858.3	1918.3	2118.2	2360.9	2601.4	2871.7	3564.4
HTSNEC	USAGES NON ENERGETIQUES	797.4	863.6	880.7	891.8	917.9	1008.6	1147.7	1265.6	1390.1	1543.6
HELIRC	TRANSF. INTERR. D'ELECT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HTSPCC	BESOINS DU PRODUCTEUR	470.1	511.8	521.7	537.0	557.2	640.7	730.7	816.9	902.0	1126.1
HTSCLC	PERTES EN CONVERSION	3020.0	3157.0	3260.5	3317.3	3436.6	3929.4	4636.6	5396.1	6117.7	8081.2
HTSPDC	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	10385.6	10961.4	11225.5	11418.6	11810.1	13235.5	15162.0	17190.4	19250.1	24504.4
HRPPDC	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	3112.2	3287.1	3317.8	3384.0	3508.3	3983.5	4481.1	4940.3	5391.9	6629.4
HNGPDC	GAZ NATUREL	1938.1	2147.2	2259.4	2305.3	2336.8	2684.0	3033.4	3408.9	3741.7	4524.7
HLPPDC	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	214.2	232.7	231.5	232.3	241.1	285.2	315.0	320.4	385.4	418.4
HCCPDC	CHARBON	1127.3	1152.8	1056.8	1057.7	1167.8	1352.1	1696.7	1952.2	1942.2	2491.5
HENPDC	ELECTRICITE NUCLEAIRE	765.3	824.7	885.2	949.8	1015.8	1149.5	1184.8	1406.6	1889.3	3736.3
HEHPDC	HYDROELECTRICITE	2826.9	2891.2	3022.5	3031.3	3070.7	3279.5	3908.9	4573.8	5266.5	5974.3
HOFPDC	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	406.8	425.7	452.3	458.1	469.6	501.7	542.1	588.2	633.1	729.9
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2C	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	8030.3	8519.5	8657.6	8802.5	9124.7	10325.0	11814.8	13260.4	14547.7	18123.2
HEHP2C	HYDROELECTRICITE	969.2	991.3	1036.3	1039.3	1052.8	1124.4	1340.2	1568.2	1805.7	2048.3
HENP2C	ELECTRICITE NUCLEAIRE	262.4	282.8	303.5	325.7	348.3	394.1	406.2	482.3	647.8	1281.0
	RATIOS:										
RRDPHC	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	118.59	125.77	125.70	125.93	126.13	127.36	126.41	122.11	118.63	117.91
RCDPRC	CONS. COMM. / PIR COMM	4.03	4.03	4.07	4.10	4.13	4.20	4.24	4.24	4.24	4.24
RIDPRC	CONS. IND. / PIR IND	18.25	18.25	18.25	18.29	18.21	18.24	18.11	17.80	17.58	17.48
RSDPCC	CONS. SEC. / POP. (GJ)	238.09	248.35	250.76	252.17	257.51	272.69	292.63	314.83	338.54	405.12
RSDPRC	" / PIR	16.08	16.29	16.24	16.27	16.13	16.20	15.96	15.52	15.19	14.93
REUPCC	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	269.22	281.71	284.41	285.87	291.78	308.61	331.47	355.86	381.95	450.59
REUPRC	" / PIR	18.18	18.48	18.42	18.44	18.28	18.33	18.08	17.55	17.14	16.61
RPDPCC	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	405.48	423.43	428.92	431.53	440.87	471.37	513.11	557.26	601.17	721.80
RPDPRC	" / PIR	27.39	27.78	27.78	27.84	27.62	28.00	27.99	27.48	26.98	26.60

TABLEAU C.9.2: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE (PETAJOULES) REGION: ATLANTIQUE

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDF	CONSOMMATION SECONDAIRE:	468.8	485.3	510.1	520.7	534.5	574.2	624.9	681.0	746.5	906.0
HRPSDF	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	300.8	311.8	325.1	331.7	340.4	364.1	397.3	431.0	463.5	549.4
HNGSDF	GAZ NATUREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HELSDF	ELECTRICITE	102.0	105.5	112.9	116.3	120.4	133.0	145.1	161.3	188.0	247.9
HCCSDF	CHARBON	2.2	3.4	3.5	3.4	3.4	3.1	3.1	3.5	3.9	5.1
HLPSDF	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	5.4	6.4	6.8	6.9	7.2	8.5	9.5	10.3	11.3	13.8
HKGSDF	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	5.9	5.9	6.5	6.6	6.6	6.7	7.1	7.6	8.0	9.0
HSTSDF	VAPEUR	1.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3
HOFSDF	AUTRES	51.3	52.1	55.1	55.7	56.3	58.6	62.6	67.1	71.4	80.4
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDF	TOTALE	988.0	1092.6	1040.6	1071.2	1152.2	1258.7	1476.3	1582.4	1714.0	2035.4
HTSEUF	UTILISATION FINALE	491.1	508.6	534.9	546.5	561.0	602.2	654.2	711.9	779.6	943.9
HTSSDF	CONS. SECONDAIRE	468.8	485.3	510.1	520.7	534.5	574.2	624.9	681.0	746.5	906.0
HTSRAF	RESIDENTIELLE	85.3	89.3	91.4	93.3	95.5	100.1	104.0	109.8	117.9	136.4
HTSCPF	COMMERCIALE	64.1	64.1	66.2	67.6	69.4	76.1	84.3	93.0	100.6	117.2
HTSINF	INDUSTRIELLE	164.3	167.7	184.2	187.9	192.1	206.8	229.4	256.6	290.0	368.1
HTSTRF	TRANSPORT	155.0	164.2	168.4	172.0	177.6	191.3	207.1	221.6	238.1	284.3
HTSNEF	USAGES NON ENERGETIQUES	22.4	23.3	24.8	25.8	26.5	27.9	29.3	31.0	33.1	37.9
HELIRF	TRANSF. INTERR. D'ELECT	247.5	297.6	217.7	224.6	274.1	305.9	443.9	443.9	443.9	443.9
HTSPCF	BESOINS DU PRODUCTEUR	35.1	40.6	39.6	41.6	44.5	48.9	51.0	57.3	62.3	78.3
HTSCLF	PERTES EN CONVERSION	214.2	245.7	248.3	258.4	272.6	301.8	327.2	369.3	428.2	569.4
HTSPDF	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	988.0	1092.6	1040.6	1071.2	1152.2	1258.7	1476.3	1582.4	1714.0	2035.4
HRPPDF	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	425.9	474.3	443.3	469.8	508.6	554.8	566.3	638.2	668.3	816.8
HNGPDF	GAZ NATUREL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
HLPPDF	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	5.4	6.5	6.9	7.1	7.4	8.7	9.7	10.5	11.5	14.1
HCCPDF	CHARBON	85.4	91.0	100.5	103.0	105.8	193.7	202.0	224.7	274.8	349.2
HENPDF	ELECTRICITE NUCLEAIRE	53.7	56.7	49.7	49.6	49.7	49.8	83.1	83.8	84.1	176.4
HEHPDF	HYDROELECTRICITE	366.4	407.2	380.1	381.1	419.4	387.1	546.6	552.1	597.8	592.4
HOFPDF	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	51.3	56.9	59.9	60.6	61.3	63.8	67.8	72.3	76.6	85.7
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2F	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	712.0	787.8	758.1	788.1	843.9	971.7	1062.5	1164.5	1265.9	1530.2
HEHP2F	HYDROELECTRICITE	125.6	139.6	130.3	130.7	143.8	132.7	187.4	189.3	205.0	203.1
HENP2F	ELECTRICITE NUCLEAIRE	18.4	19.4	17.0	17.0	17.1	17.1	28.5	28.7	28.8	60.5
	RATIOS:										
RRDPHF	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	107.38	111.02	112.31	113.61	114.80	116.08	115.83	116.94	119.95	125.00
RCDPRF	CONS. COMM. / PIR COMM	4.17	4.00	4.07	4.11	4.15	4.24	4.29	4.32	4.34	4.37
RIDPRF	CONS. IND. / PIR IND	24.90	24.63	24.28	24.26	24.26	24.10	23.46	22.87	22.81	22.86
RSDPCF	CONS. SEC. / POP. (GJ)	205.10	211.49	221.42	225.23	230.06	242.84	259.87	280.10	304.82	365.62
RSDPRF	" " / PIR	19.82	19.68	20.26	20.40	20.22	20.20	19.87	19.44	19.17	18.99
REUPCF	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	214.89	221.66	232.21	236.38	241.45	254.65	272.04	292.83	318.34	380.92
REUPRF	" " / PIR	20.77	20.62	21.24	21.40	21.22	21.18	20.80	20.32	20.02	19.79
RPDPCF	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	432.28	476.15	451.71	463.30	495.90	532.33	613.91	650.89	699.85	821.41
RPDPRF	" " / PIR	41.78	44.30	41.32	41.95	43.58	44.28	46.95	45.17	44.01	42.66

TABLEAU C.9.3: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: QUEBEC
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDQ	CONSOMMATION SECONDAIRE:	1331.2	1397.6	1419.9	1445.0	1494.2	1640.1	1836.3	2080.0	2346.6	3024.2
HRPSDQ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	521.2	559.7	571.2	581.2	598.4	643.9	698.8	763.1	840.2	1043.6
HNGSDQ	GAZ NATUREL	189.3	195.2	195.6	200.3	211.6	240.4	276.9	313.9	354.3	457.8
HELSDQ	ELECTRICITE	525.6	536.9	549.7	561.4	581.4	652.1	750.7	882.7	1020.9	1365.6
HCCSDQ	CHARBON	14.8	17.0	15.2	14.0	13.4	11.6	11.8	13.6	15.9	22.3
HLPSDQ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	9.6	16.0	15.2	14.6	14.2	13.0	12.2	12.4	13.1	15.3
HKGSDQ	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	2.5	2.6	2.6	2.6	2.6	2.8	3.0	3.4	3.7	4.5
HSTSDQ	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDQ	AUTRES	68.3	70.1	70.3	70.9	72.6	76.4	82.9	90.8	98.5	115.2
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDQ	TOTALE	2417.9	2477.5	2653.0	2685.3	2696.8	2980.6	3414.9	3974.0	4571.3	6068.9
HTSEUQ	UTILISATION FINALE	1426.7	1518.7	1547.5	1576.2	1629.8	1788.4	1995.8	2253.6	2535.3	3241.8
HTSSDQ	CONS. SECONDAIRE	1331.2	1397.6	1419.9	1445.0	1494.2	1640.1	1836.3	2080.0	2346.6	3024.2
HTSRAQ	RESIDENTIELLE	257.9	269.0	271.1	273.0	275.7	286.4	293.7	304.5	319.5	364.8
HTSCPQ	COMMERCIALE	177.1	184.2	190.0	194.0	198.9	220.2	247.3	275.9	300.3	355.3
HTSINQ	INDUSTRIELLE	537.5	566.8	571.6	582.1	610.2	685.9	807.2	968.9	1143.6	1584.9
HTSTRQ	TRANSPORT	359.1	377.6	387.3	395.9	409.4	447.5	488.0	530.7	583.3	719.2
HTSNEQ	USAGES NON ENERGETIQUES	95.5	121.1	127.6	131.2	135.6	148.3	159.5	173.7	188.6	217.6
HELIRQ	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-185.3	-274.0	-154.8	-177.6	-265.7	-305.9	-307.4	-307.4	-307.4	-307.4
HTSPCQ	BESOINS DU PRODUCTEUR	87.1	96.6	98.2	100.1	103.7	117.6	133.5	152.9	173.7	226.8
HTSCLQ	PERTES EN CONVERSION	1089.4	1136.3	1162.1	1186.6	1228.9	1380.5	1593.0	1874.8	2169.7	2907.6
HTSPDQ	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	2417.9	2477.5	2653.0	2685.3	2696.8	2980.6	3414.9	3974.0	4571.3	6068.9
HRPPDQ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	646.5	705.2	724.6	737.7	760.4	859.1	939.2	1017.4	1109.8	1364.9
HNGPDQ	GAZ NATUREL	192.7	203.9	204.3	209.0	220.6	249.9	287.0	324.7	365.8	471.1
HLPPDQ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	12.2	24.5	23.7	23.1	22.7	29.0	32.4	37.3	41.9	47.4
HCCPDQ	CHARBON	24.4	27.1	25.4	24.2	23.8	22.5	23.7	26.7	30.2	39.1
HENPDQ	ELECTRICITE NUCLEAIRE	48.9	55.8	55.8	55.8	55.8	55.8	56.5	57.1	51.3	881.4
HEHPDQ	HYDROELECTRICITE	1424.9	1390.9	1549.0	1564.6	1541.0	1687.9	1993.2	2420.0	2873.9	3149.7
HOFPDQ	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	68.3	70.1	70.3	70.9	72.6	76.4	82.9	90.8	98.5	115.2
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2Q	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	1449.4	1526.9	1598.5	1620.5	1647.5	1834.8	2067.9	2346.2	2649.1	3419.8
HEHP2Q	HYDROELECTRICITE	488.6	476.9	531.1	536.4	528.3	578.7	683.4	829.7	985.3	1079.9
HENP2Q	ELECTRICITE NUCLEAIRE	16.8	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.4	19.6	17.6	302.2
	RATIOS:										
RRDPHQ	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	98.46	101.64	101.27	100.83	100.20	99.20	96.17	93.75	92.34	93.12
RCDPRQ	CONS. COMM. / PIR COMM	3.61	3.59	3.62	3.64	3.67	3.73	3.77	3.78	3.79	3.80
RIDPRQ	CONS. IND. / PIR IND	20.16	20.17	20.23	20.29	20.31	20.59	20.64	20.67	20.75	21.07
RSDPCQ	CONS. SEC. / POP. (GJ)	202.01	210.62	212.29	214.32	219.57	232.74	251.09	275.54	302.46	375.72
RSDPRQ	" " / PIR	15.66	15.72	15.63	15.64	15.56	15.67	15.59	15.58	15.63	16.06
REUPCQ	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	216.51	228.86	231.36	233.78	239.50	253.79	272.91	298.55	326.77	402.76
REUPRQ	" " / PIR	16.78	17.08	17.03	17.06	16.98	17.09	16.95	16.88	16.89	17.21
RPDPCQ	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	366.93	373.36	396.64	398.28	396.29	422.97	466.96	526.44	589.20	753.99
RPDPRQ	" " / PIR	28.44	27.87	29.20	29.06	28.09	28.48	29.00	29.77	30.45	32.22

TABLEAU C.9.4: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE
(PETAJOULES)

REGION: ONTARIO

		PREVISION								
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDO	CONSOMMATION SECONDAIRE:	2214.4	2347.5	2399.9	2452.9	2556.5	2912.8	3359.2	3800.0	4255.3	5441.5
HRPSDO	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	775.7	807.9	824.3	840.4	866.6	972.4	1087.5	1213.1	1354.8	1719.9
HNGSDO	GAZ NATUREL	682.3	742.4	764.7	787.6	827.8	947.6	1093.3	1251.6	1422.0	1839.7
HELSDO	ELECTRICITE	444.8	472.6	485.2	498.0	522.6	620.6	763.4	878.5	970.3	1252.3
HCCSDO	CHARBON	22.0	21.6	21.6	21.7	23.5	27.1	33.3	39.8	46.6	64.6
HLPSDO	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	29.2	25.7	25.4	25.8	26.5	31.0	30.2	23.3	25.3	30.0
HKGSDO	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	163.9	171.5	172.6	172.6	177.8	191.5	212.3	236.1	260.1	313.7
HSTSDO	VAPEUR	25.8	32.6	32.5	32.7	35.4	40.9	50.2	60.0	70.3	97.4
HOFSDO	AUTRES	70.6	73.3	73.6	74.1	76.2	81.5	89.1	97.6	105.9	123.8
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDO	TOTALE	3427.9	3683.5	3742.8	3848.1	4048.2	4668.9	5329.8	6058.0	6759.1	8651.0
HTSEUO	UTILISATION FINALE	2464.0	2612.5	2668.2	2724.1	2834.5	3214.6	3694.2	4172.5	4660.4	5914.7
HTSSDO	CONS. SECONDAIRE	2214.4	2347.5	2399.9	2452.9	2556.5	2912.8	3359.2	3800.0	4255.3	5441.5
HTSRAO	RESIDENTIELLE	461.9	487.0	498.0	508.4	521.2	565.1	611.7	634.3	658.9	752.2
HTSCPO	COMMERCIALE	299.0	315.0	327.1	336.5	349.1	403.4	474.4	550.6	617.3	773.8
HTSINO	INDUSTRIELLE	842.0	905.7	923.2	942.9	995.5	1163.9	1394.5	1644.0	1904.2	2566.1
HTSTRO	TRANSPORT	611.9	639.9	651.6	665.2	690.7	780.2	878.7	971.1	1075.0	1349.4
HTSNEO	USAGES NON ENERGETIQUES	249.6	264.9	268.3	271.2	278.1	301.8	335.0	372.5	405.1	473.2
HELIRO	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-73.3	-29.0	-66.3	-49.5	-12.5	-5.5	-140.4	-143.6	-147.3	-147.1
HTSPCO	BESOINS DU PRODUCTEUR	162.2	171.4	176.9	182.5	189.7	225.5	266.3	295.8	324.7	402.9
HTSCLO	PERTES EN CONVERSION	874.9	928.6	964.1	991.1	1036.4	1234.4	1509.7	1733.3	1921.4	2480.5
HTSPDO	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	3427.9	3683.5	3742.8	3848.1	4048.2	4668.9	5329.8	6058.0	6759.1	8651.0
HRPPDO	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	1038.3	1061.9	1084.2	1104.7	1138.5	1360.7	1620.8	1773.2	1927.5	2347.6
HNGPDO	GAZ NATUREL	781.2	870.7	904.6	930.9	975.6	1190.5	1359.0	1541.0	1727.7	2177.7
HLPPDO	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	58.7	58.4	58.1	58.5	60.1	67.7	70.8	68.2	74.8	90.3
HCCPDO	CHARBON	520.1	557.7	514.0	506.2	557.8	592.1	783.5	913.4	877.5	1003.8
HENPDO	ELECTRICITE NUCLEAIRE	662.7	712.2	779.6	844.5	910.2	1043.9	1045.2	1265.7	1646.3	2505.1
HEHPDO	HYDROELECTRICITE	296.3	349.3	326.8	326.8	327.3	329.2	358.3	395.8	396.3	399.6
HOFPDO	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	70.6	73.3	75.4	76.4	78.7	84.7	92.2	100.8	109.1	127.0
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP20	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	2797.7	2985.9	3015.8	3078.4	3234.9	3766.6	4407.5	4966.2	5416.9	6742.2
HEHP20	HYDROELECTRICITE	101.6	119.8	112.1	112.1	112.2	112.9	122.8	135.7	135.9	137.0
HENP20	ELECTRICITE NUCLEAIRE	227.2	244.2	267.3	289.5	312.1	357.9	358.3	434.0	564.4	858.9
	RATIOS:										
RRDPHO	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	129.69	134.15	134.14	134.54	134.99	137.17	137.72	132.09	126.88	124.02
RCDPRO	CONS. COMM. / PIR COMM	3.51	3.54	3.59	3.64	3.68	3.79	3.86	3.89	3.89	3.90
RIDPRO	CONS. IND. / PIR IND	16.48	16.46	16.63	16.77	16.76	17.13	17.23	16.95	16.69	16.49
RSDPCO	CONS. SEC. / POP. (GJ)	238.97	249.17	250.94	252.88	259.79	281.12	306.39	330.53	355.20	425.26
RSDPRO	" " / PIR	14.86	14.99	14.99	15.07	14.98	15.10	14.79	14.10	13.58	12.94
REUPCO	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	265.91	277.29	278.99	280.84	288.04	310.25	336.94	362.93	389.01	462.24
REUPRO	" " / PIR	16.54	16.68	16.67	16.73	16.61	16.66	16.26	15.49	14.87	14.06
RPDPCO	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	369.92	390.97	391.35	396.71	411.38	450.62	486.12	526.94	564.20	676.09
RPDPRO	" " / PIR	23.01	23.52	23.38	23.64	23.72	24.20	23.46	22.49	21.56	20.57

TABLEAU C.9.5: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: MANITOBA
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDM	CONSOMMATION SECONDAIRE:	202.5	211.0	218.1	223.0	229.2	250.1	274.7	296.6	319.5	388.0
HRPSDM	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	95.8	98.9	102.2	104.9	109.0	121.8	134.7	146.7	159.5	190.8
HNGSDM	GAZ NATUREL	51.3	56.2	57.8	58.5	59.3	62.5	65.8	68.2	70.9	78.6
HELSDM	ELECTRICITE	49.3	51.2	53.6	55.0	56.3	61.1	69.0	76.0	82.9	110.9
HCCSDM	CHARBON	2.5	2.2	2.2	2.1	2.0	1.8	1.9	2.1	2.3	3.0
HLPSDM	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	2.9	2.0	1.7	1.9	1.9	2.1	2.3	2.6	2.9	3.6
HKGSDM	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1
HSTSDM	VAPEUR	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6
HOFSDM	AUTRES	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDM	TOTALE	356.7	378.4	388.3	397.6	409.9	449.1	495.0	540.4	586.3	732.1
HTSEUM	UTILISATION FINALE	214.4	223.1	230.7	236.1	242.8	264.9	290.0	312.6	336.3	406.5
HTSSDM	CONS. SECONDAIRE	202.5	211.0	218.1	223.0	229.2	250.1	274.7	296.6	319.5	388.0
HTSRAM	RESIDENTIELLE	54.6	62.0	63.9	65.5	67.0	71.4	75.7	78.2	81.4	97.2
HTSCPM	COMMERCIALE	40.5	40.6	42.4	43.7	45.0	50.1	55.6	60.6	64.5	73.1
HTSINM	INDUSTRIELLE	33.4	35.4	37.1	37.3	37.7	39.6	44.7	50.8	57.6	78.0
HTSTRM	TRANSPORT	74.0	73.1	74.7	76.5	79.4	89.0	98.8	107.0	116.0	139.7
HTSNEM	USAGES NON ENERGETIQUES	11.9	12.0	12.5	13.1	13.7	14.8	15.4	16.0	16.8	18.5
HELIRM	TRANSF. INTERR. D'ELECT	11.5	8.2	4.4	3.6	5.1	6.6	4.9	8.1	11.9	11.7
HTSPCM	BESOINS DU PRODUCTEUR	20.1	26.7	27.8	29.3	30.4	34.8	38.8	42.3	45.7	56.5
HTSCLM	PERTES EN CONVERSION	110.7	120.5	125.4	128.5	131.6	142.8	161.2	177.5	192.4	257.4
HTSPDM	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	356.7	378.4	388.3	397.6	409.9	449.1	495.0	540.4	586.3	732.1
HRPPDM	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	101.1	104.5	108.6	111.9	116.5	130.5	144.0	156.6	170.2	203.3
HNGPDM	GAZ NATUREL	70.9	79.5	81.8	83.8	85.4	92.0	97.7	102.1	106.9	119.7
HLPPDM	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	2.9	2.0	1.8	1.9	2.0	2.2	2.4	2.7	3.0	3.7
HCCPDM	CHARBON	9.7	13.9	8.4	8.3	8.3	8.2	8.4	8.5	3.1	3.9
HENPDM	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	44.1	46.9
HEHPDM	HYDROELECTRICITE	171.8	177.9	187.0	191.0	197.1	215.5	241.7	269.8	258.1	353.8
HOFPDM	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	0.3	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2M	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	243.8	261.5	265.4	272.1	280.4	307.5	336.2	363.2	387.6	468.8
HEHP2M	HYDROELECTRICITE	58.9	61.0	64.1	65.5	67.6	73.9	82.9	92.5	88.5	121.3
HENP2M	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.1	16.1
	RATIOS:										
RRDPHM	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	108.08	121.65	122.08	122.65	122.81	124.22	125.13	121.29	117.88	124.44
RCDPRM	CONS. COMM. / PIR COMM	4.64	4.69	4.80	4.90	4.99	5.23	5.38	5.43	5.46	5.49
RIDPRM	CONS. IND. / PIR IND	10.19	10.36	10.16	10.00	9.87	9.51	9.38	9.25	9.21	9.74
RSDPCM	CONS. SEC. / POP. (GJ)	187.89	194.14	199.11	202.10	205.90	217.95	231.64	242.69	253.70	291.64
RSDPRM	" " / PIR	13.60	13.88	13.87	13.90	13.74	13.71	13.33	12.65	12.10	11.68
REUPCM	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	198.91	205.22	210.56	213.95	218.18	230.84	244.62	255.77	267.00	305.56
REUPRM	" " / PIR	14.40	14.68	14.67	14.72	14.56	14.52	14.07	13.33	12.73	12.23
RPDPCM	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	330.87	348.15	354.46	360.26	368.29	391.40	417.49	442.25	465.47	550.26
RPDPRM	" " / PIR	23.95	24.90	24.69	24.78	24.57	24.62	24.02	23.05	22.20	22.03

TABLEAU C.9.6: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE (PETAJOULES)

REGION: SASKATCHEWAN

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDS	CONSOMMATION SECONDAIRE:	268.9	273.9	277.3	279.5	286.3	311.6	351.8	396.6	438.1	537.7
HRPSDS	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	122.3	118.7	120.6	122.0	125.2	137.7	157.2	176.6	195.7	239.9
HNGSDS	GAZ NATUREL	87.4	95.6	96.9	97.6	99.7	106.2	114.2	122.3	133.9	167.7
HELSDS	ELECTRICITE	39.9	43.5	43.3	43.1	43.8	48.0	57.9	71.8	79.3	93.7
HCCSDS	CHARBON	4.8	3.9	4.3	4.5	5.0	6.3	8.0	9.9	11.8	16.1
HLPSDS	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	3.6	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.2	1.4	1.6
HKGSDS	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HSTSDS	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDS	AUTRES	10.9	11.2	11.3	11.4	11.6	12.4	13.4	14.7	16.0	18.7
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDS	TOTALE	416.4	435.7	441.2	446.0	457.3	502.8	578.0	664.8	725.7	875.8
HTSEUS	UTILISATION FINALE	280.3	286.3	290.7	293.5	300.9	327.9	369.4	416.0	459.6	564.2
HTSSDS	CONS. SECONDAIRE	268.9	273.9	277.3	279.5	286.3	311.6	351.8	396.6	438.1	537.7
HTSRAS	RESIDENTIELLE	85.5	92.1	93.1	94.1	95.7	100.5	105.9	111.0	115.4	127.8
HTSCPS	COMMERCIALE	40.1	38.8	39.2	39.2	39.6	41.8	45.3	49.4	52.8	60.8
HTSINS	INDUSTRIELLE	69.8	72.2	74.3	75.7	79.6	91.9	110.1	133.5	156.3	210.4
HTSTRS	TRANSPORT	73.6	70.7	70.7	70.5	71.3	77.4	90.5	102.7	113.6	138.7
HTSNES	USAGES NON ENERGETIQUES	11.4	12.4	13.3	14.0	14.7	16.2	17.6	19.4	21.5	26.5
HELIRS	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-0.4	-2.7	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0	-1.0
HTSPCS	BESOINS DU PRODUCTEUR	34.2	47.5	48.5	51.1	53.1	61.4	68.7	75.4	81.5	96.3
HTSCLS	PERTES EN CONVERSION	102.4	104.5	103.1	102.5	104.4	114.6	140.9	174.5	185.6	216.4
HTSPDS	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	416.4	435.7	441.2	446.0	457.3	502.8	578.0	664.8	725.7	875.8
HRPPDS	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	139.5	136.3	139.2	141.2	145.2	159.8	181.5	203.4	225.5	276.5
HNGPDS	GAZ NATUREL	119.2	139.9	143.0	146.3	151.0	164.9	185.1	203.0	218.9	268.8
HLPPDS	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	3.7	1.1	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1	1.3	1.4	1.6
HCCPDS	CHARBON	115.3	118.2	111.5	110.9	113.1	128.9	160.9	180.8	127.9	111.8
HENPDS	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	63.6	126.5
HEHPDS	HYDROELECTRICITE	33.2	27.3	33.5	33.5	33.6	33.7	33.9	59.6	70.3	70.0
HOFPDS	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	10.9	12.8	13.0	13.2	13.5	14.3	15.4	16.7	18.0	20.7
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2S	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	399.9	417.7	419.2	424.0	435.3	480.6	555.7	625.7	637.7	746.7
HEHP2S	HYDROELECTRICITE	11.4	9.4	11.5	11.5	11.5	11.6	11.6	20.4	24.1	24.0
HENP2S	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.8	43.4
	RATIOS:										
RRDPHS	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	144.02	158.44	156.96	156.18	155.61	154.62	154.56	152.37	146.85	140.63
RCDPRS	CONS. COMM. / PIR COMM	5.99	5.85	5.77	5.71	5.66	5.54	5.46	5.42	5.39	5.37
RIDPRS	CONS. IND. / PIR IND	19.02	18.71	18.82	18.93	19.01	19.40	19.79	20.04	19.94	19.68
RSDPCS	CONS. SEC. / POP. (GJ)	265.57	269.00	270.98	271.54	276.03	291.67	319.06	349.38	375.10	438.43
RSDPRS	" " / PIR	17.90	18.65	17.68	17.37	17.14	17.19	17.34	17.34	17.13	16.94
REUPCS	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	276.79	281.22	284.01	285.15	290.17	306.85	335.05	366.46	393.52	460.04
REUPRS	" " / PIR	18.66	19.50	18.53	18.25	18.02	18.09	18.21	18.19	17.97	17.77
RPDPCS	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	411.20	427.87	431.09	433.31	440.99	470.56	524.19	585.69	621.29	714.13
RPDPRS	" " / PIR	27.72	29.67	28.13	27.72	27.39	27.74	28.49	29.07	28.37	27.59

TABLEAU C.9.7: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE REGION: ALBERTA
(PETAJOULES)

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDA	CONSOMMATION SECONDAIRE:	778.2	840.5	853.7	855.7	874.5	959.1	1079.2	1210.6	1354.4	1745.1
HRPSDA	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	308.4	325.4	328.5	327.1	333.8	363.0	412.6	470.4	532.6	676.9
HNGSDA	GAZ NATUREL	304.8	340.6	347.2	349.5	356.4	389.3	421.8	455.0	494.8	614.5
HELSDA	ELECTRICITE	120.1	124.8	128.5	129.2	133.4	152.7	189.9	228.0	266.6	383.1
HCCSDA	CHARBON	0.9	1.3	1.3	1.2	1.2	0.8	0.5	0.4	0.3	0.3
HLPSDA	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	22.5	25.9	25.5	25.8	26.4	28.3	27.2	27.1	27.7	32.4
HKGSDA	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HSTSDA	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDA	AUTRES	21.3	22.5	22.8	22.8	23.3	25.1	27.2	29.8	32.4	37.9
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDA	TOTALE	1485.7	1562.0	1604.9	1609.2	1641.4	1825.5	2125.2	2406.5	2715.0	3417.5
HTSEUA	UTILISATION FINALE	1128.7	1213.6	1229.9	1233.4	1264.0	1396.5	1605.6	1795.7	2007.7	2433.5
HTSSDA	CONS. SECONDAIRE	778.2	840.5	853.7	855.7	874.5	959.1	1079.2	1210.6	1354.4	1745.1
HTSRAA	RESIDENTIELLE	182.4	205.9	208.3	211.2	215.4	231.8	247.4	257.9	272.4	323.6
HTSCPA	COMMERCIALE	126.1	133.2	139.8	143.7	145.2	155.2	170.3	187.7	203.2	241.4
HTSINA	INDUSTRIELLE	241.6	265.4	269.9	266.1	274.9	311.0	362.8	427.1	498.9	701.4
HTSTRA	TRANSPORT	228.9	236.2	235.7	234.8	239.0	261.1	298.8	337.9	379.8	478.7
HTSNEA	USAGES NON ENERGETIQUES	350.6	373.1	376.2	377.6	389.5	437.4	526.4	585.1	653.3	688.4
HELIRA	TRANSF. INTERR. D'ELECT.	1.9	8.9	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
HTSPCA	BESOINS DU PRODUCTEUR	68.6	76.0	77.8	78.9	80.5	90.7	103.7	116.3	129.8	162.9
HTSCLA	PERTES EN CONVERSION	286.4	263.4	291.4	291.2	291.1	332.5	410.1	488.8	571.7	815.3
HTSPDA	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	1485.7	1562.0	1604.9	1609.2	1641.4	1825.5	2125.2	2406.5	2715.0	3417.5
HRPPDA	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	397.6	421.0	426.7	426.6	435.6	481.0	548.8	618.3	694.2	870.5
HNGPDA	GAZ NATUREL	567.5	636.8	711.0	705.4	666.7	726.3	823.7	907.3	972.6	1103.5
HLPPDA	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	118.5	126.6	126.2	126.6	133.2	159.2	178.4	178.2	229.2	233.9
HCCPDA	CHARBON	365.4	341.2	293.4	301.7	355.5	402.8	514.0	550.3	585.1	969.0
HENPDA	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HEHPDA	HYDROELECTRICITE	15.3	13.9	14.8	14.7	14.7	14.3	14.3	103.8	182.7	183.9
HOFPDA	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	21.3	22.5	32.8	34.2	35.7	41.8	46.0	48.6	51.2	56.7
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2A	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	1475.5	1552.8	1595.1	1599.5	1631.7	1816.1	2115.8	2338.3	2594.9	3296.6
HEHP2A	HYDROELECTRICITE	5.2	4.8	5.1	5.0	5.1	4.9	4.9	35.6	62.7	63.0
HENP2A	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	RATIOS:										
RRDPHA	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	171.06	194.16	192.41	191.33	190.30	187.54	181.77	171.60	164.83	165.18
RCDPRA	CONS. COMM. / PIR COMM	6.00	6.08	6.00	5.94	5.88	5.74	5.63	5.55	5.50	5.49
RIDPRA	CONS. IND. / PIR IND	13.10	12.92	12.76	12.64	12.52	12.24	12.10	11.89	11.81	12.17
RSDPCA	CONS. SEC. / POP. (GJ)	327.19	351.62	353.74	350.10	351.64	356.85	369.83	387.23	408.16	479.00
RSDPRA	" " / PIR	17.06	17.48	17.35	17.32	17.02	17.04	16.94	16.67	16.53	16.88
REUPCA	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	474.60	507.69	509.63	504.59	508.26	519.58	550.20	574.38	605.04	667.95
REUPRA	" " / PIR	24.75	25.24	24.99	24.97	24.60	24.81	25.20	24.72	24.50	23.54
RPDPCA	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	624.68	653.42	665.02	658.36	660.00	679.18	728.24	769.78	818.21	938.04
RPDPRA	" " / PIR	32.57	32.48	32.61	32.57	31.94	32.43	33.36	33.13	33.14	33.05

TABLEAU C.9.8: DEMANDE D'ENERGIE - SOMMAIRE (PETAJOULES)

REGION: C.B.+YK.+T.N.O.

		PREVISION									
		1987	1988	1989	1990	1991	1995	2000	2005	2010	2020
HTSSDZ	CONSOMMATION SECONDAIRE:	834.1	873.2	883.6	895.7	923.2	1008.8	1120.9	1247.3	1379.8	1710.9
HRPSDZ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	308.4	322.6	328.7	328.7	338.2	366.7	405.5	453.3	507.3	643.8
HNGSDZ	GAZ NATUREL	154.9	168.1	169.7	184.0	191.0	210.7	229.9	250.3	271.8	323.5
HELSDZ	ELECTRICITE	170.4	176.6	178.6	175.2	181.2	205.4	239.4	273.6	307.8	400.3
HCCSDZ	CHARBON	2.6	2.3	2.2	2.2	2.1	2.3	2.7	3.2	3.7	5.1
HLPSDZ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	12.5	12.8	13.1	13.5	14.1	16.7	19.6	21.5	23.0	26.9
HKGSDZ	COKE ET GAZ DE FOUR A COKE	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1
HSTSDZ	VAPEUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HOFSDZ	AUTRES	184.1	189.4	190.0	190.8	195.2	205.7	222.4	243.7	264.5	309.3
	CONS. PRIMAIRE PAR SECTEUR:										
HTSPDZ	TOTALE	1293.0	1331.7	1354.7	1361.2	1404.3	1549.8	1742.9	1964.2	2178.8	2723.7
HTSEUZ	UTILISATION FINALE	890.1	929.8	941.5	954.6	983.1	1071.0	1185.5	1315.3	1451.6	1792.3
HTSSDZ	CONS. SECONDAIRE	834.1	873.2	883.6	895.7	923.2	1008.8	1120.9	1247.3	1379.8	1710.9
HTSRAZ	RESIDENTIELLE	112.1	125.0	128.4	132.3	136.9	154.4	167.7	174.7	182.6	206.8
HTSCPZ	COMMERCIALE	101.5	104.7	108.3	111.2	115.0	130.2	147.9	165.7	180.6	214.1
HTSINZ	INDUSTRIELLE	396.9	409.9	408.0	408.7	420.3	452.5	506.4	576.6	650.8	835.6
HTSTRZ	TRANSPORT	224.4	233.6	238.9	243.5	250.9	271.7	298.9	330.3	365.9	454.5
HTSNEZ	USAGES NON ENERGETIQUES	56.0	56.7	57.9	58.9	60.0	62.2	64.6	68.0	71.8	81.4
HELIRZ	TRANSF. INTERR. D'ELECT	-2.0	-9.0	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8	-5.8
HTSPCZ	BESOINS DU PRODUCTEUR	62.8	53.0	52.9	53.5	55.3	61.7	68.6	76.9	84.3	102.5
HTSCLZ	PERTES EN CONVERSION	342.0	357.8	366.1	359.0	371.6	422.9	494.6	577.8	648.6	834.6
HTSPDZ	CONS. PRIMAIRE/SOURCE D'ENERGIE	1293.0	1331.7	1354.7	1361.2	1404.3	1549.8	1742.9	1964.2	2178.8	2723.7
HRPPDZ	PRODUITS PETROLIERS RAFFINES	363.4	384.0	391.2	392.0	403.5	437.5	480.5	533.2	596.4	749.7
HNGPDZ	GAZ NATUREL	206.6	216.4	214.7	229.8	237.6	259.5	280.1	329.8	349.0	383.1
HLPPDZ	GAZ DE PETROLE LIQUEFIES	12.9	13.4	13.7	14.2	14.7	17.4	20.3	22.3	23.5	27.4
HCCPDZ	CHARBON	7.1	3.7	3.6	3.5	3.5	3.8	4.2	47.9	43.6	14.8
HENPDZ	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HEHPDZ	HYDROELECTRICITE	519.1	524.7	531.3	519.5	537.7	611.7	720.8	772.8	887.3	1224.8
HOFPDZ	AUTRES (EN. RENOUVELABLES)	184.1	189.4	200.2	202.2	207.3	220.0	237.0	258.3	279.0	323.8
	CONVERSION DE ELECTRICITE: 3.6:										
HTSP2Z	CONS. PRIMAIRE - TOTALE	952.0	986.9	1005.6	1019.8	1051.0	1147.8	1269.2	1456.4	1595.7	1918.8
HEHP2Z	HYDROELECTRICITE	178.0	179.9	182.2	178.1	184.3	209.7	247.1	265.0	304.2	419.9
HENP2Z	ELECTRICITE NUCLEAIRE	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	RATIOS:										
RRDPHZ	CONS. RES. / MENAGE (GJ)	92.75	102.37	103.30	104.67	106.03	110.63	109.75	104.59	100.35	96.30
RCDPRZ	CONS. COMM. / PIR COMM	4.26	4.23	4.30	4.37	4.44	4.61	4.70	4.72	4.73	4.73
RIDPRZ	CONS. IND. / PIR IND	27.93	27.27	26.98	26.79	26.33	25.57	24.49	23.27	22.33	21.02
RSDPCZ	CONS. SEC. / POP. (GJ)	277.85	287.25	286.59	286.25	290.10	296.52	306.17	320.81	337.56	386.54
RSDPRZ	" " / PIR	18.86	18.79	18.67	18.71	18.57	18.65	18.46	18.16	17.92	17.82
REUPCZ	UTIL. FINALE / POP. (GJ)	296.50	305.90	305.37	305.06	308.94	314.80	323.82	338.30	355.12	404.93
REUPRZ	" " / PIR	20.13	20.01	19.90	19.94	19.77	19.80	19.52	19.15	18.85	18.67
RPDPCZ	CONS. PRIM. / POP. (GJ)	430.71	438.10	439.37	435.03	441.29	455.54	476.08	505.21	533.00	615.34
RPDPRZ	" " / PIR	29.24	28.65	28.63	28.43	28.24	28.65	28.70	28.60	28.30	28.37